

“Cálculo de las corrientes de falta en los embarrados de MT y BT de una central de ciclo combinado y dimensionado de las protecciones de puesta a tierra.”



- ESCUELA SUPERIOR DE TECNOLOGÍA Y CIENCIAS EXPERIMENTALES
- ÁREA INGENIERÍA ELÉCTRICA
- GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

AUTOR:

Ambrosio Garcia, Adrià

TUTOR:

Belenguer Balaguer, Enrique Francisco

SUPERVISOR:

Oscar Ortiz López

ÍNDICE

1) MEMORIA	5
<u>1.1) DATOS DE LA EMPRESA</u>	<u>5</u>
<u>1.2) OBJETO DEL PROYECTO</u>	<u>5</u>
<u>1.3) ALCANCE.....</u>	<u>5</u>
1.3.1) Descripción de la planta de ciclo combinado.....	5
1.3.2) Funcionamiento de la planta en cuanto a generación de electricidad.	9
<u>1.4) ANTECEDENTES.....</u>	<u>10</u>
1.4.1) Situación inicial.....	11
1.4.2) Primera hipótesis.....	11
1.4.2) Segunda hipótesis	11
<u>1.5) DOCUMENTACIÓN DE PARTIDA.....</u>	<u>13</u>
1.5.1) Datos de la red de 400 kv	13
1.5.2) Características del generador	13
1.5.3) Potencias e impedancias del transformador principal	1313
1.5.4) Datos de los equipos	13
<u>1.6) ANALISIS DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.....</u>	<u>18</u>
1.6.1) Componentes simetricas	18
1.6.2) Cálculos.....	28
1.6.3) Resultados	31
1.6.4) Conclusión	32
<u>1.7) REDISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCION</u>	<u>33</u>
1.7.1) Cálculos.....	33
1.7.2) Resultados	33
1.7.3) Conclusioón	34
2) PLIEGO DE CONDICIONES.....	35
<u>2.1) OBJETO</u>	<u>35</u>
<u>2.2) DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA</u>	<u>35</u>
2.2.1) Opción propuesta	36
2.2.2) Notas importantes para el diseño	38
2.2.3) Croquis opción propuesta.....	39
<u>2.3) ALCANCE DE LOS TRABAJOS DE INGENIERIA</u>	<u>40</u>

2.3.1) Ingeniería básica	40
2.3.2) Ingeniería de desarrollo y de detalle	41
2.3.3) Pruebas FAT y supervisión del montaje	42
2.3.4) Ingeniería a realizar por otros	42
<u>2.4) ALCANCE DEL SUMINISTRO.....</u>	<u>43</u>
<u>2.5) ACLARACIONES Y COMENTARIOS.</u>	<u>43</u>
<u>2.6) PLAZO DE ENTREGA.</u>	<u>44</u>
3) PRESUPUESTO Y MEDICIONES	45
<u>3.1 ELEMENTOS Y MATERIALES UTILIZADOS</u>	<u>45</u>
<u>3.2 HONORARIOS SERVICIOS DE INGENIERÍA.....</u>	<u>45</u>
<u>3.3 DIETAS INGENIERÍA</u>	<u>46</u>
<u>3.4 RESUMEN PRECIOS</u>	<u>46</u>
4) PLANOS	47
<u>4.1 ESQUEMA GENERAL UNIFILAR DE LA PLANTA DE CASTELLON IV.</u>	<u>47</u>
<u>4.2 ESQUEMA UNIFILAR DEL EMBARRADO DE 6.6 kV (BBA)</u>	<u>48</u>
<u>4.3 ESQUEMA UNIFILAR DE LOS CENTROS DE FUERZA (BFA)</u>	<u>49</u>
<u>4.4 ESQUEMA UNIFILAR DE CCM'S Y CUADROS DISVERSOS (BJA).....</u>	<u>50</u>
<u>4.5 ESQUEMA UNIFILAR DE LOS SERVICIOS DIVERSOS (BLA).....</u>	<u>51</u>
<u>4.6 ESQUEMA UNIFILAR DE LOS SERVICIOS ESENCIALES (BMA)</u>	<u>52</u>
5) ANEXOS.....	53
<u>5.1) HOJAS DE DATOS.....</u>	<u>53</u>
5.1.1) Generador.....	53
5.1.2) Transformador principal.....	54
5.1.3) Transformador auxiliar.....	55
5.1.4) Transformador de distribucion.....	56
5.1.5) Línea BAA	57
5.1.6) Línea BFA.....	58
5.1.7) Línea BMA	59
<u>5.2) CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.....</u>	<u>60</u>
5.2.1) Corrientes de cortocircuito.....	60
5.2.2) Corriente de cortocircuito UNIPOLAR A TIERRA	64
5.2.3) Corriente de cortocircuito BIPOLAR	66

5.2.4) Corriente de cortocircuito BIPOLAR A TIERRA	69
5.2.5) Resumen componentes simétricas de corriente de cortocircuito.....	72
5.2.6) Primera hipótesis.....	73
5.2.7) Segunda hipótesis.....	114
5.2.8) CONCLUSIÓN	127
6) BIBLIOGRAFÍA.....	128

1) MEMORIA

1.1) DATOS DE LA EMPRESA

Titular:

IBERDROLA GENERACION

Emplazamiento:

Vía Po Serrallo, 3, 12100 Castellón de la Plana, (Castellón).

Tipo de industria y actividad:

Generación eléctrica.

1.2) OBJETO DEL PROYECTO

El proyecto presentado tiene por objeto realizar el análisis de protección en las zonas de los embarrados tanto de media tensión como de baja tensión, con el fin de mejorar la operativa de maniobra y el mantenimiento en planta del Ciclo Combinado de Castellón.

Basándose en las 5 reglas de oro, se quiere asegurar las zonas de mantenimiento de las líneas instalando unos seccionadores con su toma a tierra para derivar la corriente en caso de una energización de la línea no deseada y que estos puedan aguantarla. Para ello será necesaria la obtención de las corrientes de cortocircuito en cada punto de la planta, con el fin de tener conocimiento de las características tanto del seccionador como del conductor de tierra a instalar en dicho punto deseado.

1.3) ALCANCE

1.3.1) Descripción de la planta de ciclo combinado

1.3.1.1) Ciclo combinado

Se denomina **ciclo combinado** en generación de energía a la coexistencia de dos ciclos termodinámicos en un mismo sistema, uno cuyo fluido de trabajo es el vapor de agua y otro cuyo fluido de trabajo es un gas producto de una combustión.

Consiste en un grupo Turbina de Gas Generador, una caldera de recuperación de calor y un grupo Turbina a Vapor Generador, formando un sistema que permite producir electricidad.

El proceso de generación de energía eléctrica en una planta de Ciclo Combinado comienza con la aspiración de aire desde el exterior siendo conducido al compresor de la Turbina de Gas (Dos turbinas de gas en el caso del ciclo combinado de Castellón) a través de un filtro.

El aire es comprimido y combinado con el combustible (gas natural) en una cámara donde se realiza la combustión (ciclo Brayton). El resultado es un flujo de gases calientes que al expandirse hacen girar las turbinas de Gas proporcionando trabajo. Un Generador acoplado a la Turbina de Gas transforma este trabajo en energía eléctrica.

Los gases de escape que salen de la Turbina de Gas pasan a la caldera de recuperación de Calor (HRSG). En esta caldera se extrae la mayor parte del calor aún disponible en los gases de escape produciendo vapor de agua a presión para la turbina de vapor (ciclo Rankine). Finalmente, los gases se devuelven a la atmósfera después de haber pasado por la chimenea.

El vapor que sale de la Turbina de Vapor, pasa a un condensador donde se transforma en agua. Este condensador es refrigerado mediante aire o agua, el aire circula por la superficie del condensador, lo que ocasiona la disipación del calor latente contenido en el vapor a la atmósfera.

Posteriormente el agua es bombeada a alta presión hasta la Caldera de Recuperación para iniciar nuevamente el ciclo.

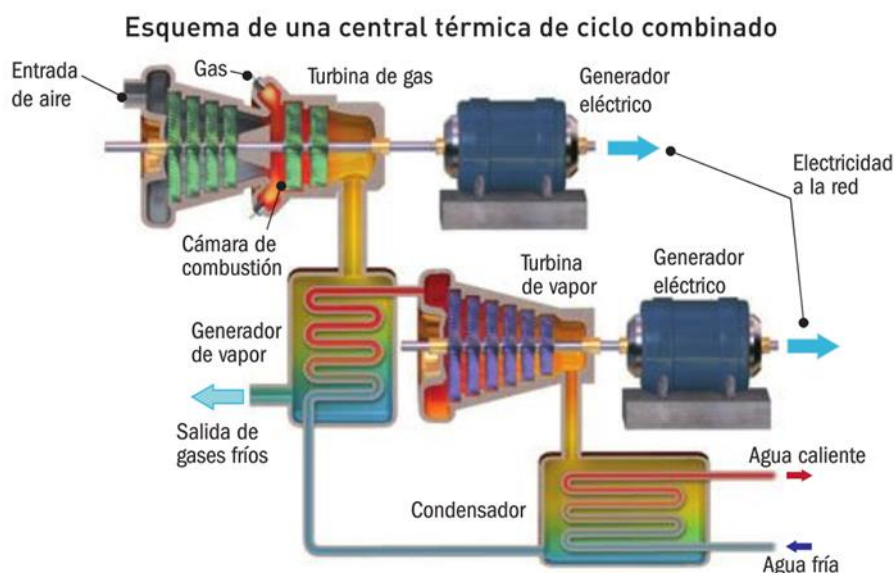


Figura 1: Esquema central ciclo combinado

1.3.1.2) Central ciclo combinado Castellón

La **central térmica de Castellón** ubicada en Castellón es una instalación termoeléctrica de ciclo combinado. Propiedad de la comercializadora Iberdrola. Consta de dos grupos térmicos, denominados genéricamente Castellón III y Castellón IV, con una potencia de 800 MW y 850 MW respectivamente, alimentados con gas natural.

La central de Castellón comenzó a funcionar con dos grupos de ciclo convencional denominados I y II, puestos en marcha por Hidroeléctrica Española en 1972 y 1973, respectivamente, que funcionaban con fuel-oil y sumaban una potencia de 1.080 MW.

La silueta de sus dos chimeneas junto al Mar Mediterráneo se convirtió en uno de los símbolos de El Grao. A partir del año 2000, Iberdrola decidió la sustitución de estos dos grupos por otros dos de ciclo combinado a gas natural, el Grupo III, que comenzó a funcionar en 2002, y el Grupo IV, que lo hizo en 2008. Entre ambos la producción es de 1.650 MW.

1.3.1.3) Descripción Castellón IV

Vamos a centrar el proyecto en el grupo de Castellón IV por lo que a continuación realizaremos una breve descripción de su composición.

El grupo de Castellón IV es la última central construida en España y está configurada en el modelo conocido como 2 x 2 x 1, configuración compuesta por dos turbinas de gas de potencia 274,8MW, con sus correspondientes alternadores con una potencia de 343,7MVA y dos calderas de recuperación cuyo vapor se conduce a una única turbina de vapor con una potencia de 310,4MW que se encuentra acoplada a un alternador cuya potencia es de 374,8MVA.

La turbina de vapor junto con las de gas se encuentran alojadas en una nave común, mientras que las calderas de recuperación se hayan en el exterior.

Además de estos equipos de generación, las instalaciones principales del proceso son:

- El ciclo agua-vapor
- El sistema de refrigeración del condensador
- El suministro de combustible
- Los equipos de transformación y conexión a red eléctrica.

El combustible principal es el gas natural, teniendo la posibilidad de usar gasoil como combustible alternativo en caso de necesidad.



Figura 2: Imagen Central Ciclo Combinado Castellón IV

1.3.1.3) Descripción Castellón III

En cambio, el grupo de Castellón III fue la primera central construida en España y está configurada en el modelo conocido como 2 x 2 x 1 al igual que la otra, configuración compuesta por dos turbinas de gas de potencia 274,8 MW, con sus correspondientes alternadores con una potencia de 336 MVA y dos calderas de recuperación cuyo vapor se conduce a una única turbina de vapor con una potencia de 310,4MW que se encuentra acoplada a un alternador cuya potencia es de 355 MVA.

Al igual que el grupo de Castellón IV la turbina de vapor junto con las de gas se encuentran alojadas en una nave común, mientras que las calderas de recuperación se hayan en el exterior.

Además de estos equipos de generación, las instalaciones principales del proceso son:

- El ciclo agua-vapor
- El sistema de refrigeración del condensador
- El suministro de combustible
- os equipos de transformación y conexión a red eléctrica.

El combustible principal es el gas natural, teniendo la posibilidad de usar gasoil como combustible alternativo en caso de necesidad.



Figura 3: Imagen Central Ciclo Combinado Castellón III

1.3.2) Funcionamiento de la planta en cuanto a generación de electricidad.

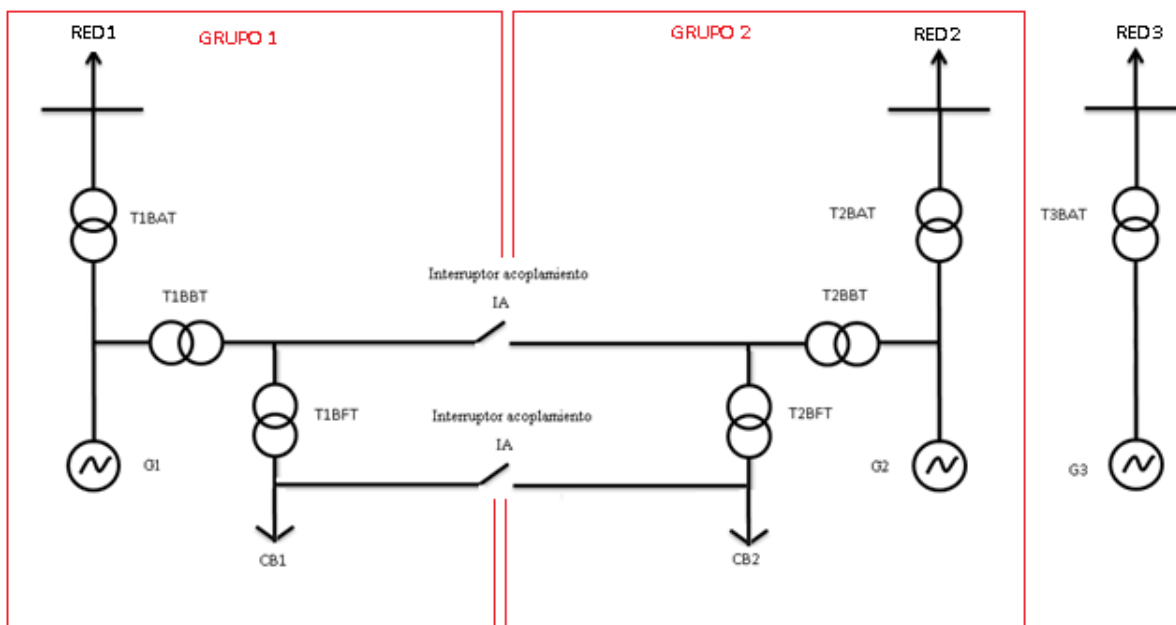


Figura 4: Diagrama unifilar planta

Como se puede observar en la figura 4, la energía puede proceder desde dos puntos, desde la red (Subestación) o desde los generadores.

En el caso de que funcionen ambas turbinas de gas y sus respectivos generadores (G1 y G2) se estará vertiendo electricidad a la red a través de los transformadores principales (T1BAT y T2BAT). Además, en funcionamiento normal cada embarrado de media tensión será alimentado por su transformador auxiliar, el transformador 1 de MT (T1BBT) alimentará el grupo 1 y el transformador 2 de MT alimentará el grupo 2. Aguas abajo están los transformadores auxiliares 1 (T1BFT) que alimentarán las cargas del sistema 1 (CB1), y los transformadores auxiliares 2 (T2BFT) alimentarán las cargas del sistema 2 (CB2).

En el caso de no tener ninguna turbina de gas en funcionamiento por no precisarlo el sistema eléctrico, se deberán mantener energizados todos los transformadores a través de la RED, esto se hace debido a que energizar un transformador es costoso y precisaría una puesta en marcha de la planta con un tiempo muy superior.

Si solo se tiene en funcionamiento uno de los dos generadores por ejemplo G1, se verterá electricidad solamente a través de la RED 1, mientras que la RED 2 estará absorbiendo electricidad con la finalidad de mantener energizado el T2BAT, el T2BBT, y el T2BFT y así alimentar las cargas que cuelgan del embarrado del grupo 2 (CB2).

El funcionamiento de solo uno de los dos generadores, se debe a la baja demanda de electricidad y al alto coste de esta tecnología como consecuencia del precio del gas.

Tanto el transformador auxiliar T1BBT como el T2BBT, están dimensionados para poder alimentar con uno solo todas las cargas de la planta (CB1 y CB2) a la vez. Esto ha sido así dimensionado con la finalidad de que, en caso de existir un fallo en alguno de ellos, se pasaría de alimentar las cargas desde el transformador propio de ese sistema a pasar a ser alimentadas a través del transformador perteneciente al otro sistema mediante una transferencia (Interruptor de acoplamiento, IA).

Por ejemplo, está solo en funcionamiento el G1 y existe una falta en el transformador auxiliar T1BBT, en el momento que el sistema encargado de realizar la transferencia, detecte un fallo, automáticamente realizará una transferencia mediante el interruptor de acoplamiento (IA) que une ambos sistemas y las cargas CB1 pasarán a alimentarse mediante el transformador auxiliar T2BBT.

Por otro lado, el T2BBT si no está conectado G2 se alimenta de la RED 2, pues de esta forma se evita tener que parar la planta por un fallo del T1BBT, aunque se tenga que consumir más electricidad que no proviene de la planta sino de la RED.

1.4) ANTECEDENTES

En el actual proyecto se realizará el análisis de protección y seguridad de un sistema de mantenimiento en la planta de Ciclo Combinado de Castellón. Dentro de esta planta

anteriormente descrita, se implantará el diseño adecuado para proteger las zonas en los embarrados de MT y BT en el grupo de Castellón IV, con el fin de proteger tanto al equipo de personas de operación, como el equipo de mantenimiento.

Para dicho diseño calcularemos las corrientes de cortocircuito en cualquier punto de la línea y con ella, las características del seccionador a instalar como la sección del conductor a tierra.

1.4.1) Situación inicial

En la construcción de la planta de Ciclo Combinado de Castellón IV se instaló un sistema de protección en las líneas, que de las cuales hay ciertos puntos que por falta de accesibilidad no es posible instalar tomas de tierras portátiles para asegurar la zona de trabajo en caso de querer realizar una actividad de mantenimiento o maniobra.

Es decir, el problema se presentaba al querer enganchar el amarre de estas tomas a tierra portátiles con sección grande al embarrado de la zona que se quiere proteger, lo cual, por falta de accesibilidad esto no era posible de realizar, limitando por ese motivo la sección de estos conductores.

Al limitar por este motivo la sección, se presentaba el problema de que en ciertos puntos donde la sección del cable a tierra estaba reducida, se daba el posible caso en que estos no serían capaces de soportar la corriente de derivación del embarrado en cuestión, por lo tanto los equipos de protección no podrían realizar su función correctamente dejando el sistema desprotegido frente a este problema.

1.4.2) Primera hipótesis

Como el sistema inicial no era eficiente se ha realizado un análisis de la situación del defecto basándose en las **cinco reglas de oro** (Figura 4). El procedimiento del análisis se basa en calcular las corrientes de cortocircuito y poder diseñar un sistema de protección de la zona de trabajo aceptable y garantizando la seguridad de los operarios cuando por error se efectúa una alimentación de la línea no deseada, tanto para Castellón III como para Castellón IV, que además de proteger la zona de trabajo adecuadamente ya que los seccionadores deben soportar sin abrirse las posibles corrientes de cortocircuito que se presenten, el método nuevo sea lo bastante reducido como para poder realizar el amarre del seccionador sin problemas cambiando lo que en principio eran conexiones a tierra portátiles por una instalación fija que asegure mejor contacto.

Mejor contacto conlleva reducir la resistencia de contacto en el amarre, reducir la diferencia de potencial en los distintos extremos del amarre y aumentar la corriente que circula.



Figura 5: Las 5 reglas de Oro

1.4.3) Segunda hipótesis

A diferencia de la primera hipótesis que está basada en actividades de mantenimiento, es decir sin tener en cuenta los datos de los generadores ni de las cargas (Motores), en esta nueva hipótesis sí que incluiremos estos términos, se procederá a realizar las mismas corrientes de cortocircuito con el mismo fin que la hipótesis anterior, pero suponiendo que los generadores están generando energía.

1.5) DOCUMENTACIÓN DE PARTIDA

1.5.1) Datos de la red de 400 kV

El valor de diseño para las instalaciones conectadas a la red de transporte será como mínimo de 50kA en 400kV, por lo que se ha tomado este último valor para el cálculo de cortocircuito.

Variable	Valor
I _{cc}	50 kA
V _n	400 kV
S _{cc}	36641,02 MVA

Tabla 1: Características RED

Como factor X/R de la red exterior, se ha considerado $X/R = 15$.

1.5.2) Características del generador

Las características de los generadores se han obtenido del documento “501841 GT Generator Curves Rev1”, de GE para los generadores de las TGs y del documento “501841 ST Generator Curves Rev1”, de GE para los generadores de la TV; siendo:

- Generador Turbina de Gas:

Variable	Valor
X'd	0,15
V _n	17 kV \pm 5%
S _n	343,7 MVA
P.F.	0,85
X/R	130

Tabla 2: Características generador

1.5.3) Potencias e impedancias del transformador principal

En cuanto a los transformadores principales (41BAT10, 42BAT10, 43BAT10), para cumplir con el requerimiento de intercambiabilidad solicitado por IBERDROLA, los dos transformadores asociados a los turbogeneradores de gas tienen idénticas características al asociado al turbogenerador de vapor. Se han tomado como valores de las mismas los definidos en las conclusiones del documento “Selección del transformador de unidad CCGT Castellón”. Dichos valores provenientes de la figura 6 son los siguientes:

- Potencia nominal de 380 MVA.
- Relación de transformación nominal de 415/17 kV, con 5 tomas con el 1,5% entre toma.
- Impedancia del 14% con una tolerancia del +7,5%-0,0% (valor preliminar que debe ser validado por los cálculos).

Se ha estimado un factor X/R de los transformadores principales de $X/R=70$.

Variable	Valor
X_{ccT1}	14%
V_n	415 kV / 17 kV
S_n	380 MVA

Tabla 3: Características transformador principal

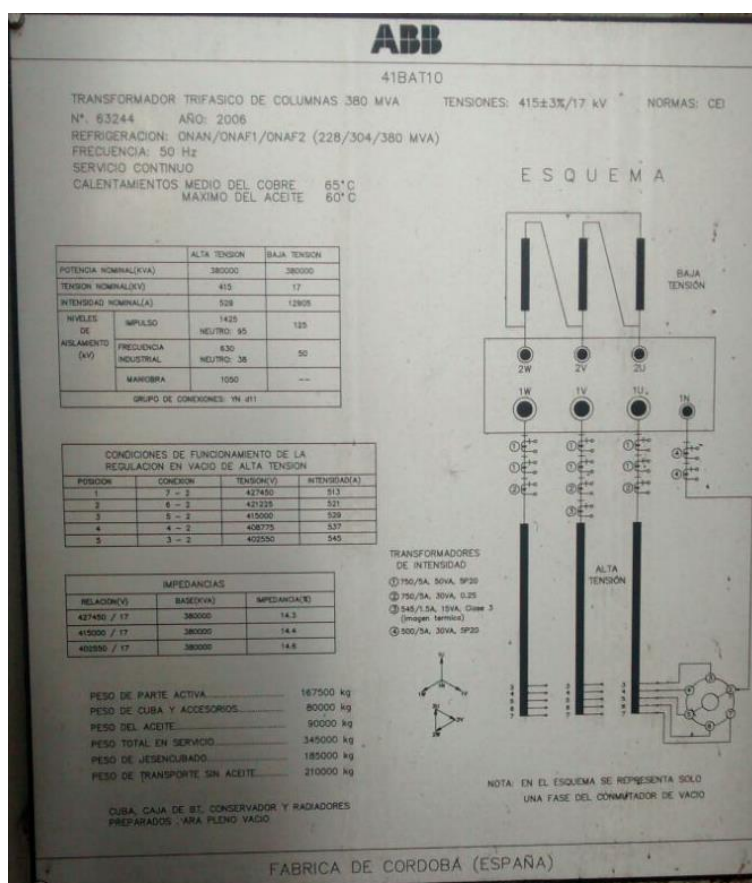


Figura 6: Placa características transformador principal

1.5.4) Datos de los equipos

Los datos de los siguientes apartados han sido facilitados por Iberdrola y se encuentran resumidos en las tablas que hay a continuación.

1.5.4.1) Transformadores

- Transformadores principales:

En esta tabla se recogen los datos de los transformadores de AT/MT de Castellón IV:

KKS TRAF0	S	U_{N1}/U_{N2}	I_{N1}/I_{N2}	$Z_{cc} (\%)$
41BAT10	380 MVA	415 kV / 17 kV	2500 A / 16000 A	14
42BAT10	380 MVA	415 kV / 17 kV	2500 A / 16000 A	14
43BAT10	380 MVA	415 kV / 17 kV	2500 A / 16000 A	14

Tabla 4: Características transformadores principales

- Transformadores auxiliares:

En esta tabla se recogen los datos de los transformadores de MT/MT y MT/BT de Castellón IV:

KKS TRAF0	S	U_{N1}/U_{N2}	I_{N1}/I_{N2}	$Z_{cc} (\%)$
41BBT10	30 MVA	17 kV / 6,9 kV	1019 A / 2510A	11
42BBT10				
41BFT10/20	20 MVA	6,6 kV / 0,42 kV	175 A / 2749 A	9,5
42BFT10/20				
44BFT10/20				
44BFT30/40				
44BCT10	7 MVA/ 3,5 MVA	6,6 kV / 2,08 kV	612 A / 972 A	6
41MKT10	2,4 MVA	6,6 kV / 0,68 kV	210 A / 2038 A	6
42MKT10				
43MKT10	2,4 MVA	6,6 kV / 0,68 kV	210 A / 2038 A	6

Tabla 5: Características transformadores auxiliares

1.5.4.2) Cables

En el cuadro que hay a continuación se recogen los datos de los cables de alimentación a los equipos de Castellón IV:

KKS Cable	Equipo Origen	Equipo Destino	Tensión Cable	Código Cable	Formación Cable	$I_{cc \text{ MAX en } 1s} \text{ (kA)}$
41BBA0102A	41BBT10	41BBA10	6/10 KV	M140	3X1X300 mm ²	34,32
41BBA0116A	41BBA10	41MKT10	6/10 KV	M112	3x1x120 mm ²	17,16
41BBA0118A	41BBA10	44BCT10	6/10 KV	M140	3X1X300 mm ²	34,32
42BBA0102A	42BBT10	42BBA10	6/10 KV	M140	3X1X300 mm ²	34,32

42BBA0116A	42BBA10	42MKT10	6/10 KV	M112	3x1x120 mm ²	17,16
42BBA0118A	42BBA10	43MKT10	6/10 KV	M112	3x1x120 mm ²	17,16
41BFA0102C	41BBA10	41BFT10	6/10 KV	M112	3x1x120 mm ²	17,16
41BFA0202C	42BBA10	41BFT20	6/10 KV	M112	3x1x120 mm ²	17,16
42BFA0102C	41BBA10	42BFT10	6/10 KV	M112	3x1x120 mm ²	17,16
42BFA0202C	42BBA10	42BFT20	6/10 KV	M112	3x1x120 mm ²	17,16
44BFA0102C	41BBA10	44BFT10	6/10 KV	M112	3x1x120 mm ²	17,16
44BFA0202C	42BBA10	44BFT20	6/10 KV	M112	3x1x120 mm ²	17,16
44BM_0102C	41BBA10	44BFT30	6/10 KV	M112	3x1x120 mm ²	17,16
44BM_0202C	42BBA10	44BFT40	6/10 KV	M112	3x1x120 mm ²	17,16

Tabla 6: Características cables

Los cables instalados son de la compañía General Cable.

1.5.4.3) Motores

Dado que el análisis a estudiar es en puntos donde vamos a realizar las instalaciones, nos encontramos que los motores de BT no nos van a afectar para dicho proyecto

No obstante, respecto los datos de los motores de MT son los que siguen de acuerdo, básicamente, con la documentación de los suministradores:

KKS Motor	U _{NOM}	P _{NOM}	I _{NOM}	I _{ARR} / I _{NOM}	t _{MAX ARR} FRIO	t _{MAX ARR} CLTE	S
41LAC20AP001	6,6 kV	2300 kW	233 A	5,6	12 s	9 s	0,5 %
42LAC10AP001	6,6 kV	2300 kW	233 A	5,6	12 s	9 s	0,5 %
42LAC20AP001	6,6 kV	2300 kW	233 A	5,6	12 s	9 s	0,5 %
41LAC30AP001	6,6 kV	300 kW	31 A	5,7	30 s	20 s	0,77%
41LAC40AP001	6,6 kV	300 kW	31 A	5,7	30 s	20 s	0,77%
42LAC30AP001	6,6 kV	300 kW	31 A	5,7	30 s	20 s	0,77%
42LAC40AP001	6,6 kV	300 kW	31 A	5,7	30 s	20 s	0,77%
44PAC11AP001	6,6 kV	1350 kW	169 A	5,2	18 s	10 s	0,75%
44PAC12AP001	6,6 kV	1350 kW	169 A	5,2	18 s	10 s	0,75%
43LCB10AP001	6,6 kV	1375 kW	139 A	5,6	13 s	10 s	0,87%
43LCB20AP001	6,6 kV	1375 kW	139 A	5,6	13 s	10 s	0,87%
44PGA11AP001	6,6 kV	250 kW	27,94 A	6,0	23 s	20 s	1,5%
44PGA12AP001	6,6 kV	250 kW	27,94 A	6,0	23 s	20 s	1,5%
44PGB10AP001	6,6 kV	480 kW	50,86 A	5,5	28 s	24 s	0,87%
44PGB20AP001	6,6 kV	480 kW	50,86 A	5,5	28 s	24 s	0,87%
88AK -1/1	6,6 kV	447 kW	53,3 A	5,6	18 s	10 s	1%
88AK -1/2	6,6 kV	450 kW	53,3 A	5,6	18 s	10 s	1%
88FP -1/1	6,6 kV	300 kW	35 A	7	15 s	10 s	Pte
88AK -1/2	6,6 kV	300 kW	35 A	7	15 s	10 s	Pte
Bba PCI	6,6 kV	526,3kW	54,2 A	5,5	65 s	30 s	Pte

Tabla 7: Características motores

Para el cálculo de la I_{cc} (intensidad de cortocircuito), se tomará como referencia el caso más desfavorable, es decir, la situación con mayores cargas conectadas al embarrado de media tensión.

Para esto tendremos conectadas solo una de las cargas que están duplicadas, excepto en el caso de la 44PAC que estarán siempre conectadas tanto la 44PAC11AP001 como la 44PAC12AP001. En la tabla posterior, marcado en negrita, se indican los motores que se podrán en marcha en un funcionamiento normal a plena carga de la central.

KKS Motor	U _{NOM}	P _{NOM}	I _{NOM}	I _{ARR} / I _{NOM}	t _{MAX ARR} FRIO	t _{MAX ARR} CLTE	S
41LAC10AP001	6,6 kV	2300 kW	233 A	5,6	12 s	9 s	0,5 %
41LAC20AP001	6,6 kV	2300 kW	233 A	5,6	12 s	9 s	0,5 %
42LAC10AP001	6,6 kV	2300 kW	233 A	5,6	12 s	9 s	0,5 %
42LAC20AP001	6,6 kV	2300 kW	233 A	5,6	12 s	9 s	0,5 %
41LAC30AP001	6,6 kV	300 kW	31 A	5,7	30 s	20 s	0,77%
41LAC40AP001	6,6 kV	300 kW	31 A	5,7	30 s	20 s	0,77%
42LAC30AP001	6,6 kV	300 kW	31 A	5,7	30 s	20 s	0,77%
42LAC40AP001	6,6 kV	300 kW	31 A	5,7	30 s	20 s	0,77%
44PAC11AP001	6,6 kV	1350 kW	169 A	5,2	18 s	10 s	0,75%
44PAC12AP001	6,6 kV	1350 kW	169 A	5,2	18 s	10 s	0,75%
43LCB10AP001	6,6 kV	1375 kW	139 A	5,6	13 s	10 s	0,87%
43LCB20AP001	6,6 kV	1375 kW	139 A	5,6	13 s	10 s	0,87%
44PGA11AP001	6,6 kV	250 kW	27,94 A	6,0	23 s	20 s	1,5%
44PGA12AP001	6,6 kV	250 kW	27,94 A	6,0	23 s	20 s	1,5%
44PGB10AP001	6,6 kV	480 kW	50,86 A	5,5	28 s	24 s	0,87%
44PGB20AP001	6,6 kV	480 kW	50,86 A	5,5	28 s	24 s	0,87%
88AK -1/1	6,6 kV	447 kW	53,3 A	5,6	18 s	10 s	1%
88AK -1/2	6,6 kV	450 kW	53,3 A	5,6	18 s	10 s	1%
88FP -1/1	6,6 kV	300 kW	35 A	7	15 s	10 s	Pte
88AK -1/2	6,6 kV	300 kW	35 A	7	15 s	10 s	Pte
Bba PCI	6,6 kV	526,3kW	54,2 A	5,5	65 s	30 s	Pte

Tabla 8: Características motores

Los motores macados en negrita son los necesarios para el funcionamiento de la central. Se dispone de motores duplicados para gozar de un sistema redundante, así en el caso de avería de un motor se puede continuar trabajando poniendo en funcionamiento el otro sin tener que parar toda la producción de la planta.

Normalmente, si no hay ninguna avería en los motores, cada semana se suele poner en funcionamiento uno y así tendrán siempre el mismo número de horas aproximadamente. Esto se realiza con la finalidad de que, en el caso de que en la parada de mantenimiento se tuvieran que revisar los motores, se haga respecto de ambos en la misma parada evitando una segunda.

1.5.4.4) Puntos de instalación de los seccionadores

A continuación, en la tabla 9 vienen adjuntados la ubicación de los 18 puntos de la planta de Castellón IV, los cuales estarán expuestos a la instalación de los seccionadores que se desean obtener:

KKS	DENOMINACION	cable alimentación	origen	destino	longitud	código cable	sección fase
CB1BFA10	CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 1	41BFA0102C	41BBA10	41BFT10	45,4	M112	1x120
CB1BFA20	CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 2	41BFA0202C	42BBA10	41BFT20	20,8	M112	1x120
CB2BFA10	CENTRO DE FUERZA 42 BARRA 1	42BFA0102C	41BBA10	42BFT10	39,4	M112	1x120
CB2BFA20	CENTRO DE FUERZA 42 BARRA 2	42BFA0202C	42BBA10	42BFT20	21,7	M112	1x120
CB4BFA10	CENTRO DE FUERZA 44 BARRA 1	44BFA0102C	41BBA10	44BFT10	38,6	M112	1x120
CB4BFA20	CENTRO DE FUERZA 44 BARRA 2	44BFA0202C	42BBA10	44BFT20	11,1	M112	1x120
CB4BMA10	CUADRO 10 DISTRIBUCION ESENCIALES	44BM_0102C	41BBA10	44BFT30	23,1	M112	1x120
CB4BMA20	CUADRO 20 DISTRIBUCION ESENCIALES	44BM_0202C	42BBA10	44BFT40	27,9	M112	1x120
CB1BJA10	CENTRO DE CONTROL DE MOTORES CALDERA 1	41BFA0110B/41BFA0210B	41BFA10/41BFA20	41BJA10	147 - 194	B115/B118	1x150 / 2x185
CB2BJA10	CENTRO DE CONTROL DE MOTORES CALDERA 2	42BFA0110B/42BFA0210B	42BFA10/42BFA20	42BJA10	150 - 153	B140/B115	1x400 / 2x150
CB3BJA10	CENTRO CONTROL MOTORES 10 TURBINA VAPOR	44BFA0111B	44BFA10	43BJA10	40	B130	1x300
CB3BJA20	CENTRO CONTROL MOTORES 20 TURBINA VAPOR	44BFA0211B	44BFA20	43BJA20	38	B118	1x185
CB4BJA10	CENTRO CONTROL MOTORES 10 BOP	44BFA0112B	44BFA10	44BJA10	45	B140	3X400
CB4BJA20	CENTRO CONTROL MOTORES 20 BOP	44BFA0210B	44BFA20	44BJA20	37	B140	3X400
CB4BJA11	CENTRO CONTROL MOTORES PTA	44BFA0113B/44BFA0212B	44BFA10/44BFA20	44BJA11	147 - 171	B130/B140	2x300 / 2x400
CB4BJA12	CCM CASA BOMBAS AGUA CIRCULACION	44BFA0114B/44BFA0213B	44BFA10/44BFA20	44BJA12	736 - 730	B140	5x400
CB4BJA14	CCM HVAC NAVE TURBINAS Y EDIF ELECTRICICO	44BM_0212B	44BMA20	44BJA14	111	B140	3X400
CB4BMB10	CUADRO DISTRIBUCION EMERGENCIA HVAC	44BM_0114B	44BMA10	44BMB10	68,2	B118	2x185

Tabla 9: Ubicación de los seccionadores a instalar

1.6) ANALISIS DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.

1.6.1) Componentes simétricas

En redes radiales con distintos niveles de tensión, las impedancias han de reducirse al mismo nivel de tensión, y para ello se utilizan las relaciones de transformación de los transformadores.

$$rt1 = \frac{400}{17} = 23,53 \rightarrow \text{De alta tensión a media tensión.}$$

$$rt2 = \frac{17}{6,9} = 2,46 \rightarrow \text{De media tensión a media tensión.}$$

$$rt3 = \frac{6,9}{0,4} = 17,25 \rightarrow \text{De media tensión a baja tensión.}$$

Con todas las impedancias al mismo nivel de tensión, se calcula una impedancia equivalente de todo el circuito y esta, junto con la fuente de tensión equivalente permitirá obtener la intensidad de cortocircuito simétrica inicial para un fallo trifásico.

En el caso en que se quiera estudiar un fallo distinto al trifásico, se hace necesaria la aplicación de la teoría de Fortescue basado en la descomposición de sistemas trifásicos asimétricos en tres sistemas simétricos:

- Sistema directo o de secuencia positiva
- Sistema inverso o de secuencia negativa
- Sistema homopolar o de secuencia cero

En la siguiente figura (Figura 7) se muestra la descomposición de un sistema trifásico asimétrico en un sistema de componentes simétricas:

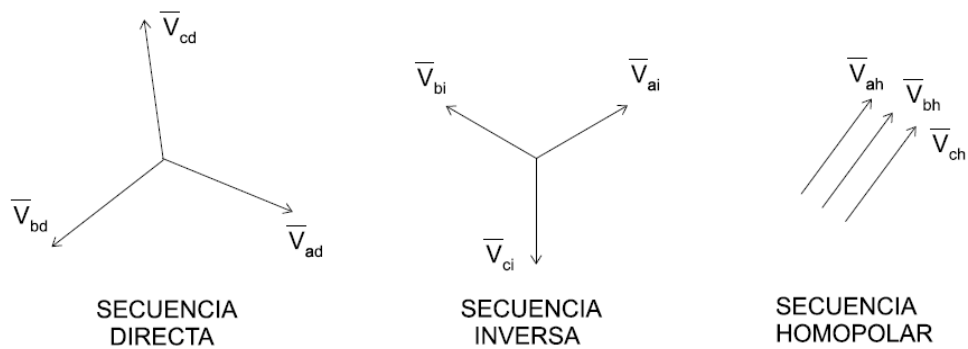


Figura 7: Descomposición de un sistema trifásico asimétrico en componentes simétricas

Las componentes se definen de una única fase, el resto a través del operador $a=1\angle 120^\circ$ se pueden orientar correctamente.

La resolución de un caso asimétrico se basa por lo tanto en determinar las componentes simétricas de una de las fases y determinar la solución como composición de las mismas:

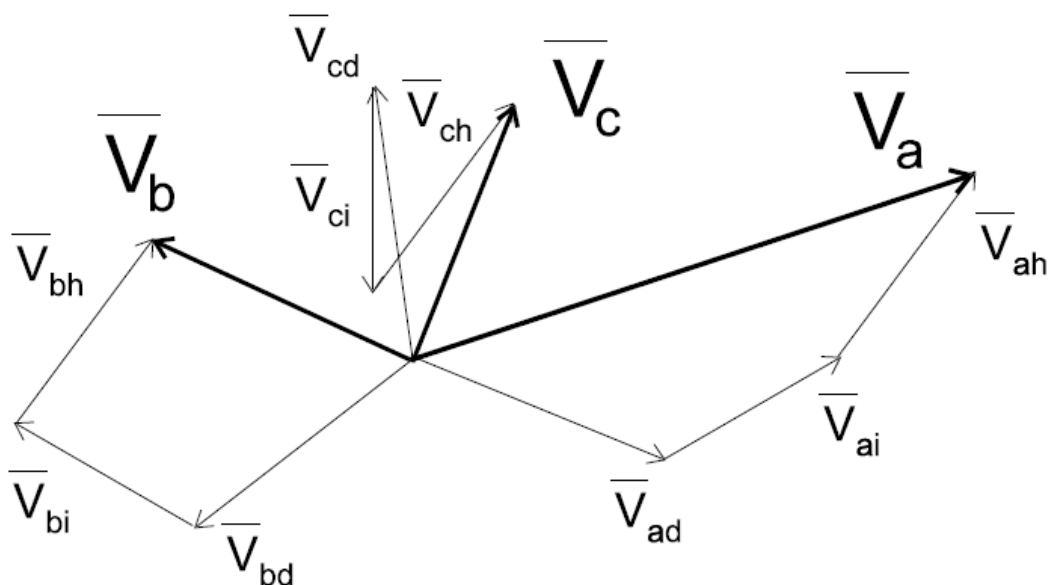


Figura 8: Suma de las componentes simétricas

Los cortocircuitos pueden ser monofásicos (80% de los casos), bifásicos (15% de los casos) o trifásicos (sólo el 5% de los casos). A continuación se exponen cada uno de los casos así como el cálculo de la corriente simétrica inicial ($I_{k''}$):

Cortocircuito trifásico

Es un defecto simétrico ya que se supone que el establecimiento del fallo es simultáneo a las tres fases. Esto implica que no es necesaria una descomposición en componentes simétricas.

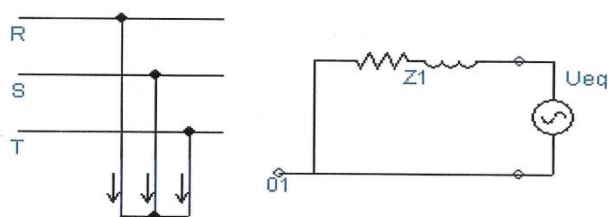


Figura 9: – Modelo eléctrico del defecto trifásico

El cálculo de la intensidad de cortocircuito se reduce entonces al cálculo de la impedancia Z_{cc} , impedancia equivalente a todas las impedancias (de la fuente, las líneas, transformadores y demás elementos) recorridas por I_{cc} desde el generador hasta el punto de defecto. Es, de hecho, la impedancia «directa» por fase:

$$Z_{cc} = \sqrt{\sum R^2 + \sum X^2}$$

Siendo:

ΣR = Suma de todas las resistencias en serie.

ΣX = Suma de todas las reactancias en serie.

Impedancia generador síncrono

- SECUENCIA INVERSA: Se alimenta la máquina con un STE de tensiones de secuencia inversa con la máquina girando en la dirección positiva.

$$Z_i = \frac{V}{I}$$

- SECUENCIA HOMOPOLAR: Se alimenta la máquina con un ST de tensiones de secuencia homopolar con la máquina girando en la dirección positiva

$$Z_h = \frac{V}{I}$$

Impedancia línea eléctrica

- SECUENCIA DIRECTA E INVERSA: mismo comportamiento al tratarse de un elemento estático.

$$Z_d = Z_i = Z_h$$

- SECUENCIA HOMOPOLAR:
 - La corriente homopolar necesita un camino de retorno.
 - La impedancia homopolar depende del camino de retorno de la corriente (tipo de suelo, humedad, etc.)

Impedancia transformador

- SECUENCIA DIRECTA E INVERSA: mismo comportamiento al tratarse de un elemento estático.

$$Z_d = Z_i = Z_{cc}$$

- SECUENCIA HOMOPOLAR:
 - Depende del tipo de devanado (triángulo o estrella) y de la conexión del neutro a tierra.
 - CASOS PRINCIPALES:

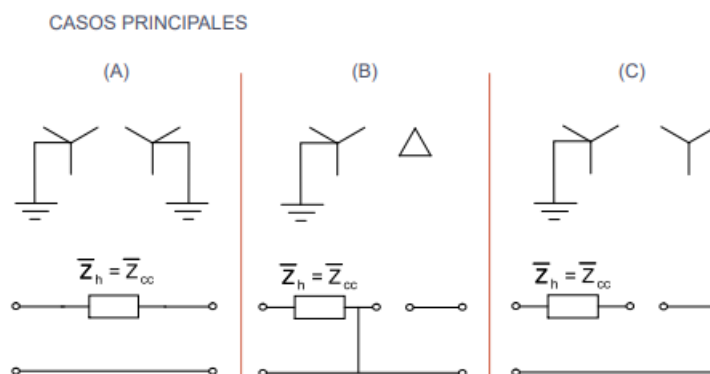


Figura 10: – Casos principales de los transformadores

Cortocircuito unipolar a tierra

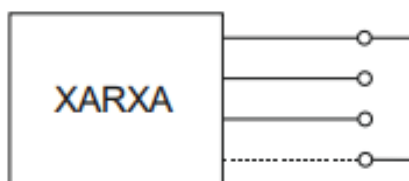


Figura 11: Defecto unipolar a tierra

Este tipo de defecto provoca la intervención de la impedancia homopolar $Z_{h(0)}$. Salvo en presencia de máquinas rotativas, en las que la impedancia homopolar se encuentra reducida, la intensidad I_{hcc} que circulará es siempre inferior a la del defecto trifásico. El cálculo de esta intensidad puede ser necesario según el régimen de neutro (esquema de conexión a tierra) para la elección de los niveles de regulación de los dispositivos de protección homopolar (AT) o diferencial (BT).

El contacto de una fase con tierra produce un desequilibrio en la secuencia de tensiones pues $U_a=0$, con lo que se pueden tomar las corrientes $I_b=I_c=0$ y por lo tanto $I_b=I_k1$ ".

Condiciones de equilibrio:

$$\left. \begin{array}{l} (1) \\ (2) \end{array} \right\} \rightarrow (a^2 - a)\bar{I}_d + (a - a^2)\bar{I}_i = 0 \rightarrow \bar{I}_d = \bar{I}_i$$

$$(2) \rightarrow (a + a^2)\bar{I}_d + \bar{I}_h = 0 \rightarrow \bar{I}_h = \bar{I}_d$$

$$\bar{I}_b = 0 \rightarrow a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i + \bar{I}_h = 0 \quad (1)$$

$$\bar{I}_c = 0 \rightarrow a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i + \bar{I}_h = 0 \quad (2)$$

$$\bar{V}_a = 0 \rightarrow \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_h = 0 \quad (3)$$

Se cumple necesariamente que $I_d=I_i=I_h$ con lo que cada componente es un tercio de la corriente, o lo que es equivalente, las tres secuencias están conectadas en serie (Figura 12).

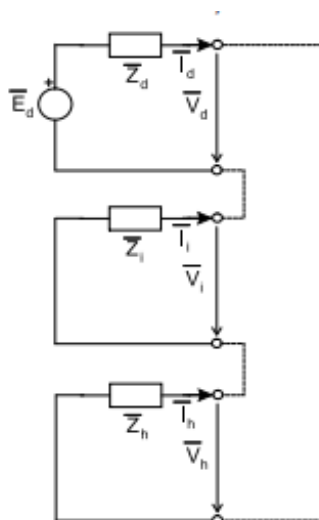


Figura 12: Modelo eléctrico del defecto unipolar a tierra

Con lo que se concluye de la siguiente manera:

$$\bar{I}_d = \frac{\bar{E}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_h} = \bar{I}_i = \bar{I}_h$$

$$\bar{I}_a = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_h = 3\bar{I}_d$$

Y se finaliza multiplicando por la corriente base:

$$I_{k''} = 3 \times I_{dcc} \times I_b (43,3kA)$$

Cortocircuito bifásico o bipolar

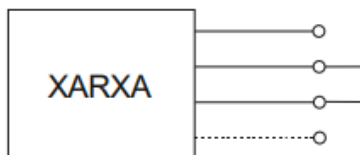


Figura 13: Defecto bifásico o bipolar

Corresponde a un defecto entre dos fases, alimentado por una tensión compuesta U. Las condiciones de este tipo de defecto serán las siguientes:

$$\begin{aligned}
 (1) \quad \bar{I}_d = 0 &\rightarrow \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_h = 0 \\
 (2) \quad \bar{I}_b + \bar{I}_c = 0 &\rightarrow a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i + \bar{I}_h + a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i + \bar{I}_h = 0 \\
 &\quad -\bar{I}_d - \bar{I}_i + 2\bar{I}_h = 0 \\
 (1) \quad \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_h = 0 &\left. \begin{array}{l} \\ \\ \end{array} \right\} \rightarrow \begin{array}{l} \bar{I}_h = 0 \\ \bar{I}_d = -\bar{I}_i \end{array} \\
 (2) \quad 2\bar{I}_h - \bar{I}_d - \bar{I}_i = 0 & \\
 (3) \quad \bar{V}_b = \bar{V}_c &\rightarrow a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i + \bar{V}_h = a \bar{V}_d + a^2 \bar{V}_i + \bar{V}_h \\
 &\rightarrow \bar{V}_d = \bar{V}_i
 \end{aligned}$$

Se concluye que:

$$\left. \begin{array}{l} \bar{I}_d = -\bar{I}_i \\ \bar{I}_h = 0 \\ \bar{V}_d = \bar{V}_i \end{array} \right\} \rightarrow \text{Conexión en paralelo de las redes de} \\
 \text{secuencia directa e inversa}$$

La intensidad de cortocircuito que circulará es inferior a la provocada por un defecto trifásico.

El circuito eléctrico se concluye del siguiente modo (Figura 14):

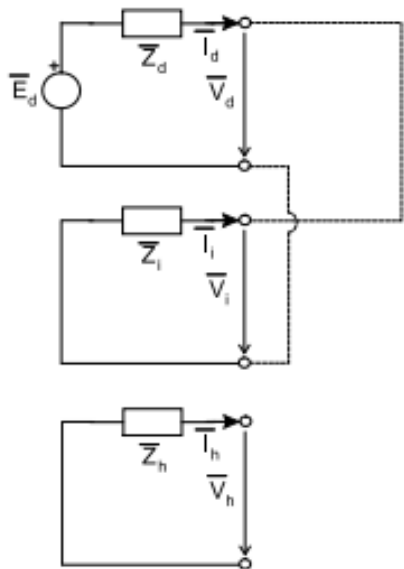


Figura 14: Modelo eléctrico de un defecto bifásico o bipolar

Operando sobre las ecuaciones de una descomposición en componentes simétricas:

$$\bar{I}_d = \frac{\bar{E}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} = -\bar{I}_i$$

$$\bar{I}_a = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_h = 0$$

$$\begin{aligned}\bar{I}_b &= a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i + \bar{I}_h = (a^2 - a) \bar{I}_d = \\ &= \sqrt{3} \angle -90^\circ \cdot \bar{I}_d\end{aligned}$$

$$I_b = I_c = \sqrt{3} I_d$$

Y se finaliza multiplicando por la corriente base:

$$I_{k''} = I_{bcc} \times I_b (43,3 \text{ kA})$$

Cortocircuito bipolar a tierra

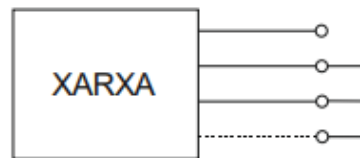


Figura 15: Defecto bipolar a tierra

En este caso se mezclan los dos fallos y, por lo tanto, las condiciones de ambos:

$$\left. \begin{aligned}(1) \quad \bar{I}_a &= 0 \rightarrow \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_h = 0 \\ (2) \quad \bar{V}_b &= 0 \rightarrow a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i + \bar{V}_h = 0 \\ (3) \quad \bar{V}_c &= 0 \rightarrow a \bar{V}_d + a^2 \bar{V}_i + \bar{V}_h = 0\end{aligned} \right\} \rightarrow \bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_h$$

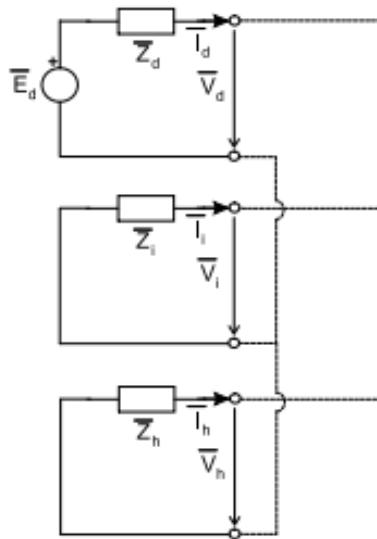


Figura 16: Modelo eléctrico del defecto bipolar a tierra

Lo cual indica que las tres secuencias están conectadas en un circuito equivalente en el que las impedancias inversa y homopolar forman un paralelo en serie con la impedancia de secuencia directa (Figura 16).

$$\bar{I}_d = \frac{E_d}{\bar{Z}_d + \frac{\bar{Z}_i \cdot \bar{Z}_h}{\bar{Z}_i + \bar{Z}_h}}$$

$$\bar{V}_d = \bar{E}_d - \bar{Z}_d \cdot \bar{I}_d$$

$$\bar{I}_i = \frac{\bar{V}_i}{\bar{Z}_i} = \frac{\bar{V}_d}{\bar{Z}_i}$$

$$\bar{I}_h = \frac{\bar{V}_h}{\bar{Z}_h} = \frac{\bar{V}_d}{\bar{Z}_h}$$

La corriente de cortocircuito que interesa calcular es la que circula por alguna de las líneas de forma que:

$$I_{bcc} = a^2 I_d \times a I_i \times I_h$$

Y se finaliza multiplicando por la corriente base:

$$I_{k''} = I_{bcc} \times I_b (43,3kA)$$

Intensidad de cortocircuito simétrica inicial (I''_k)

Son las calculadas ya en el apartado anterior.

Valor de cresta de la corriente de cortocircuito (I_p)

Este valor puede obtenerse a través de la ecuación:

$$I_p = \kappa I_k$$

Donde κ es un factor que la norma IEC 60909 establece como:

$$\kappa = 1,02 + 0,98e^{-3RX}$$

Como la relación R/X es muy pequeña porque la parte resistiva de las impedancias es despreciable en comparación a la parte inductiva, se concluye que aproximadamente $\kappa = 1,02$.

Intensidad de cortocircuito simétrica de corte (I_b)

Es el valor rms de un ciclo completo de la componente simétrica alterna en el instante de separación de los contactos del primer polo del interruptor.

Puede obtenerse como: $I_b = \mu \cdot I_k$

En fallos alejados de generadores, la corriente simétrica inicial, la corriente simétrica de corte y la corriente de cortocircuito permanente coinciden en valor.

No sucede así cuando el cortocircuito se produce en las proximidades de un generador, donde la corriente de cortocircuito simétrica inicial decrece rápidamente en unas pocas décimas de segundo y por tanto la corriente simétrica de corte se obtendrá a través del factor.

Este puede determinarse a través de gráficos experimentales mostrados en la norma UNE 21239-1:2005 IN que a continuación se reproducen, donde es necesario conocer la relación $I_k G''/I_n G$ así como el tiempo mínimo de retardo.

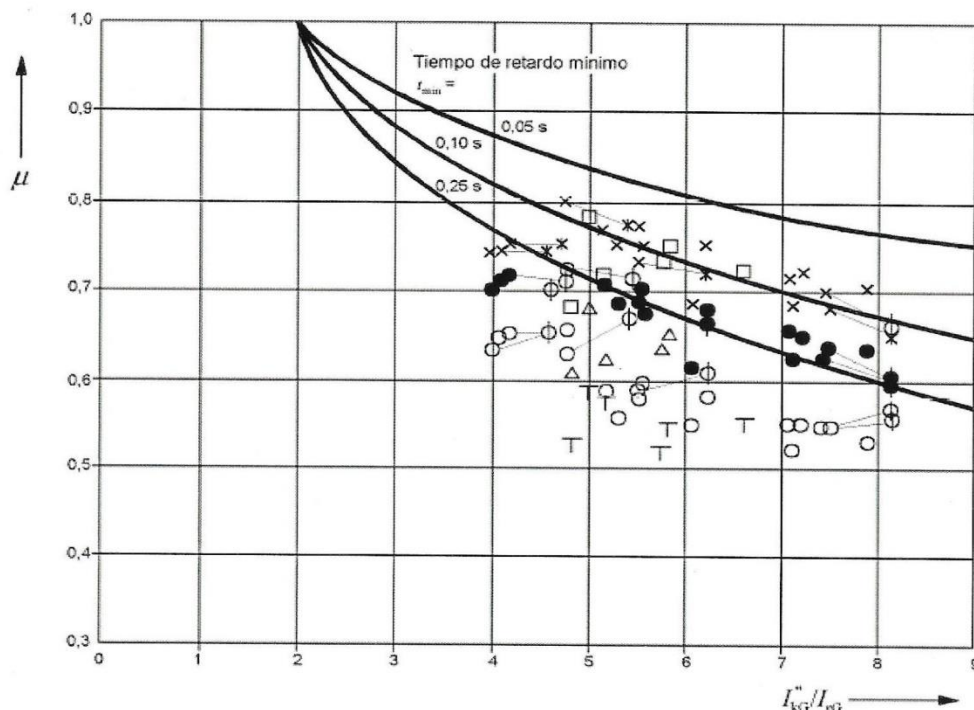


Figura 17: Factor μ determinado a través de ensayos en laboratorio.

Resumen:

Por lo tanto si realizamos todos los cálculos anteriores con el primer de los puntos de instalación (CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 1) se concluye lo siguiente:

KKS	DENOMINACION	Unipolar a Tierra			Bipolar			Bipolar a Tierra		
		I_k'' (kA)	I_p (kA)	I_b (kA)	I_k'' (kA)	I_p (kA)	I_b (kA)	I_k'' (kA)	I_p (kA)	I_b (kA)
CB1BFA10	CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 1	29,10	59,36	26,19	24,74	50,49	22,27	28,83	58,81	25,95

Tabla 10: Corrientes de cortocircuito

Como vemos en la tabla anterior, la corriente de cortocircuito más desfavorable es la I_k'' (componente directa), por lo tanto el resto de puntos de instalación se realizaran por este método tanto en la hipótesis 1 como en la hipótesis 2. Los cálculos se detallaran en el siguiente punto.

1.6.2) Cálculos

• Hipótesis 1 (Caso de mantenimiento):

Para el cálculo de cortocircuito primero se procede a calcular las impedancias aguas arriba de todos los puntos de la tabla 13, como estamos en el caso de mantenimiento no disponemos de impedancias provenientes ni del generador ni de los motores de MT. Por lo

tanto calculamos el equivalente de las impedancias como la suma de todas ellas ya que se encuentran en serie.

- Hipótesis 2 (Caso con cargas):

Para este caso sí disponemos de impedancias provenientes del generador y de los motores de MT. Por lo tanto calculamos el equivalente de las impedancias teniendo en cuenta qué elementos están en serie y cuáles están en paralelo.

➤ Para el cálculo de las impedancias en valores pu necesitaremos los siguientes valores base:

$$Z_b = \frac{V_b^2}{S_b}; I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} \times V_b}$$

Potencia Base (S _b)	30MVA	30MVA	30MVA	30MVA
Tensión Base (V _b)	400 kV	17kV	6,6kV	0,4kV
Impedancia Base (Z _b)	5333,33 Ω	9,63 Ω	1,587 Ω	0,0053 Ω
Intensidad Base (I _b)	0,042 kA	1,02 kA	2,51 kA	43,3 kA

Tabla 11: Valores para cálculos pu

➤ Para la impedancia de la red (Tabla 1):

- V_n = 400Kv
- I_{cc} = 50 KA

$$X_{RED} = \frac{V_n^2}{S_{cc}} = \Omega$$

$$X_{RED, pu} = X_{RED} \times \frac{S_b}{V_b^2} = [pu]$$

➤ Para la impedancia de los generadores (Tabla 2):

$$X_{G1, pu} = X'_d \times \frac{V_n^2}{S_n} \times \frac{1}{Z_b} = [pu]$$

➤ Para la impedancia de los transformadores (Tablas 5):

$$X_{tbat, pu} = \frac{X_{cc}(\%)}{100} \times \frac{V_n^2}{S_n} \times \frac{1}{Z_b} = [pu]$$

➤ Para la impedancia de las líneas (Tablas 6 y 9):

Resistencia de la acometida del embarrado:

$$R_{baa} = R(50Hz, 20^{\circ}C) \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times l(m) = [\Omega]$$

Reactancia de la acometida del embarrado:

$$X_{baa} = 2 \times \pi \times f \times L \left(\frac{H}{m} \right) \times l(m) = [\Omega]$$

Impedancia de la acometida del embarrado:

$$Z_{baa} = \sqrt{r^2 + i^2} = [\Omega]$$

Impedancia de la acometida del embarrado en pu:

$$Z_{baa, pu} = Z_{cc}(\Omega) \times \frac{1}{Z_b} = [pu]$$

➤ Para la impedancia de las cargas de MT (Tablas 7 y 8):

Las cargas de MT están compuestas por los motores de MT y los transformadores de distribución, que ambos elementos están conectados en paralelo:

MOTORES DE MT:

Calculo cos φ :

$$P_{n1} = \sqrt{3} \times V_n \times I_n \times \cos \varphi \rightarrow \cos \varphi = \frac{P_{n1}}{\sqrt{3} \times V_n \times I_n}$$

Cálculo impedancia:

Primero se calcula la impedancia de cada motor por separado:

$$X_m(P_{nom} kW) = \frac{1}{\frac{I_{arr}}{I_{nom}}} \times \frac{U_{nom}^2 \times C_{max}}{S_{nom}} = [\Omega]$$

Seguidamente se procede a calcular en paralelo el equivalente de todos los motores de MT:

$$X_{meq} = \frac{X_{m1} \times X_{m2} \times \dots}{X_{m1} + X_{m2} + \dots} = [\Omega]$$

Como las cargas están conectadas en paralelo tal como hemos mencionado anteriormente, se calcula el paralelo del equivalente de todos los motores con el equivalente de todos los transformadores de distribución:

$$Z_{1eq} = \frac{X_{meq} \times Z_{eqTr_Distribucion}}{X_{meq} + Z_{eqTr_Distribucion}} = [\Omega]$$

- Para el cálculo de la corriente de cortocircuito de cada punto de instalación:

$$I_{CC,pu} = \frac{E_{AN}}{Z_{eq,pu}} = \frac{1 \angle 0}{Z_{eq,pu}} = [pu]$$

$$I_{CC1} = I_{cc,pu} \times Ib = [kA]$$

Puesto que todos los puntos de instalación son a nivel de baja tensión:

$$Ib = \frac{30}{\sqrt{3} \times 0,4} = 43,3 \text{ kA}$$

1.6.3) Resultados

- Hipótesis 1 (Caso de mantenimiento):

KKS	DENOMINACION	Zeq,pu	Icc (kA)
CB1BFA10	CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 1	1,56	27,75
CB1BFA20	CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 2	1,56	27,75
CB2BFA10	CENTRO DE FUERZA 42 BARRA 1	1,56	27,75
CB2BFA20	CENTRO DE FUERZA 42 BARRA 2	1,56	27,75
CB4BFA10	CENTRO DE FUERZA 44 BARRA 1	1,56	27,75
CB4BFA20	CENTRO DE FUERZA 44 BARRA 2	1,56	27,75
CB4BMA10	CUADRO 10 DISTRIBUCION ESENCIALES	1,56	27,75
CB4BMA20	CUADRO 20 DISTRIBUCION ESENCIALES	1,56	27,75
CB1BJA10	CENTRO DE CONTROL DE MOTORES CALDERA 1	3,91	11,08
CB2BJA10	CENTRO DE CONTROL DE MOTORES CALDERA 2	2,37	18,27
CB3BJA10	CENTRO CONTROL MOTORES 10 TURBINA VAPOR	1,62	26,72
CB3BJA20	CENTRO CONTROL MOTORES 20 TURBINA VAPOR	1,71	25,33
CB4BJA10	CENTRO CONTROL MOTORES 10 BOP	1,56	27,75
CB4BJA20	CENTRO CONTROL MOTORES 20 BOP	1,56	27,75
CB4BJA11	CENTRO CONTROL MOTORES PTA	1,767	24,55
CB4BJA12	CCM CASA BOMBAS AGUA CIRCULACION	2,04	21,22
CB4BJA14	CCM HVAC NAVE TURBINAS Y EDIF ELECTRICO	1,59	27,24
CB4BMB10	CUADRO DISTRIBUCION EMERGENCIA HVAC	1,685	25,68

Tabla 12: Corrientes de cortocircuito Hipótesis 1.

- Hipótesis 2 (Caso con cargas):

KKS	DENOMINACION	Zeq,pu	Icc (kA)
CB1BFA10	CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 1	1,514	28.6
CB1BFA20	CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 2	1,514	28.6
CB2BFA10	CENTRO DE FUERZA 42 BARRA 1	1,514	28.6
CB2BFA20	CENTRO DE FUERZA 42 BARRA 2	1,514	28.6
CB4BFA10	CENTRO DE FUERZA 44 BARRA 1	1,514	28.6
CB4BFA20	CENTRO DE FUERZA 44 BARRA 2	1,514	28.6
CB4BMA10	CUADRO 10 DISTRIBUCION ESENCIALES	1,514	28.6
CB4BMA20	CUADRO 20 DISTRIBUCION ESENCIALES	1,514	28.6
CB1BJA10	CENTRO DE CONTROL DE MOTORES CALDERA 1	3,746	11,55
CB2BJA10	CENTRO DE CONTROL DE MOTORES CALDERA 2	2,206	19,62
CB3BJA10	CENTRO CONTROL MOTORES 10 TURBINA VAPOR	1,556	27,64
CB3BJA20	CENTRO CONTROL MOTORES 20 TURBINA VAPOR	1,546	28
CB4BJA10	CENTRO CONTROL MOTORES 10 BOP	1,514	28.6
CB4BJA20	CENTRO CONTROL MOTORES 20 BOP	1,514	28.6
CB4BJA11	CENTRO CONTROL MOTORES PTA	1,603	27,01
CB4BJA12	CCM CASA BOMBAS AGUA CIRCULACION	1,876	23,08
CB4BJA14	CCM HVAC NAVE TURBINAS Y EDIF ELECTRICO	1,514	28.6
CB4BMB10	CUADRO DISTRIBUCION EMERGENCIA HVAC	1,521	28,47

Tabla 13: Corrientes de cortocircuito Hipótesis 2.

1.6.4) Conclusión

Con los resultados anteriores concluimos que tener en cuenta o no en los cálculos, las impedancias de los generadores y de los motores de MT, afecta muy poco al resultado de las corrientes de cortocircuito en ambos casos. Esto es debido a que la impedancia de los transformadores de distribución (BFT) tiene bastante mayor peso respecto a los demás elementos, por lo tanto la impedancia de estos transformadores serán las predominantes en el resultado final haciendo prácticamente despreciables el resto de impedancias.

1.7) REDISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCION.

1.7.1) Cálculos

- Se obtiene la corriente de cortocircuito máxima que pasará por el seccionador a instalar basándonos en la siguiente condición contra cortocircuitos:

Protecciones contra cortocircuito → Condición: $I_{ccmax} > I_{cc}$

- La corriente máxima que puede soportar un cable en cortocircuito depende del tiempo de respuesta de los dispositivos de protección. Para calcular la intensidad admisible hay que multiplicar la sección nominal del cable por la densidad de corriente dada en la tabla 14, según la norma UNE 21192/IEC 9497.

Tiempo (s)	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
A/mm ²	452	320	261	202	143	117	101	90	83

Tabla 14: Norma UNE 21192/IEC 9497

Como lo que queremos obtener es la sección de los cables de la protección, debemos considerar según el fabricante el tiempo de activación de las protecciones frente a cortocircuito igual a 1s, seguidamente procedemos a obtener las secciones de dichos conductores:

$$SeccionPE = \frac{Densidad\ de\ corriente\ (1s)}{I_{ccmax}} = mm^2$$

$$Densidad\ de\ corriente\ (1s) = 143\ A/mm^2$$

1.7.2) Resultados

- Hipótesis 1 (Caso de mantenimiento):

KKS	DENOMINACION	I _{ccmax} , 1s (kA)	Sección PE (mm ²)	Sección PE instalada (mm ²)
CB1BFA10	CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 1	30	209,79	240
CB1BFA20	CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 2	30	209,79	240
CB2BFA10	CENTRO DE FUERZA 42 BARRA 1	30	209,79	240
CB2BFA20	CENTRO DE FUERZA 42 BARRA 2	30	209,79	240
CB4BFA10	CENTRO DE FUERZA 44 BARRA 1	30	209,79	240
CB4BFA20	CENTRO DE FUERZA 44 BARRA 2	30	209,79	240
CB4BMA10	CUADRO 10 DISTRIBUCION ESENCIALES	30	209,79	240
CB4BMA20	CUADRO 20 DISTRIBUCION ESENCIALES	30	209,79	240
CB1BJA10	CENTRO DE CONTROL DE MOTORES CALDERA 1	13	90,91	95
CB2BJA10	CENTRO DE CONTROL DE	30	209,79	240

MOTORES CALDERA 2				
CB3BJA10	CENTRO CONTROL MOTORES 10 TURBINA VAPOR	30	209,79	240
CB3BJA20	CENTRO CONTROL MOTORES 20 TURBINA VAPOR	30	209,79	240
CB4BJA10	CENTRO CONTROL MOTORES 10 BOP	30	209,79	240
CB4BJA20	CENTRO CONTROL MOTORES 20 BOP	30	209,79	240
CB4BJA11	CENTRO CONTROL MOTORES PTA	30	209,79	240
CB4BJA12	CCM CASA BOMBAS AGUA CIRCULACION	30	209,79	240
CB4BJA14	CCM HVAC NAVE TURBINAS Y EDIF ELECTRICO	30	209,79	240
CB4BMB10	CUADRO DISTRIBUCION EMERGENCIA HVAC	30	209,79	240

Tabla 15: Corrientes de cortocircuito Hipótesis 1.

- Hipótesis 2 (Caso con cargas):

KKS	DENOMINACION	Iccmax, 1s (kA)	Sección PE (mm2)	Sección PE instalada (mm2)
CB1BFA10	CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 1	30	209,79	240
CB1BFA20	CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 2	30	209,79	240
CB2BFA10	CENTRO DE FUERZA 42 BARRA 1	30	209,79	240
CB2BFA20	CENTRO DE FUERZA 42 BARRA 2	30	209,79	240
CB4BFA10	CENTRO DE FUERZA 44 BARRA 1	30	209,79	240
CB4BFA20	CENTRO DE FUERZA 44 BARRA 2	30	209,79	240
CB4BMA10	CUADRO 10 DISTRIBUCION ESENCIALES	30	209,79	240
CB4BMA20	CUADRO 20 DISTRIBUCION ESENCIALES	30	209,79	240
CB1BJA10	CENTRO DE CONTROL DE MOTORES CALDERA 1	13	90,91	95
CB2BJA10	CENTRO DE CONTROL DE MOTORES CALDERA 2	30	209,79	240
CB3BJA10	CENTRO CONTROL MOTORES 10 TURBINA VAPOR	30	209,79	240
CB3BJA20	CENTRO CONTROL MOTORES 20 TURBINA VAPOR	30	209,79	240
CB4BJA10	CENTRO CONTROL MOTORES 10 BOP	30	209,79	240
CB4BJA20	CENTRO CONTROL MOTORES 20 BOP	30	209,79	240
CB4BJA11	CENTRO CONTROL MOTORES PTA	30	209,79	240
CB4BJA12	CCM CASA BOMBAS AGUA CIRCULACION	30	209,79	240
CB4BJA14	CCM HVAC NAVE TURBINAS Y EDIF ELECTRICO	30	209,79	240
CB4BMB10	CUADRO DISTRIBUCION EMERGENCIA HVAC	30	209,79	240

Tabla 16: Corrientes de cortocircuito Hipótesis 2.

1.7.3) Conclusión

Como se ha podido ver en la conclusión de las corrientes de cortocircuitos, que se ha observado que son prácticamente similares en ambos casos, basándose en la condición de cortocircuitos nombrada anteriormente, se obtiene como resultado final las características tanto de los seccionadores como de los cables de puesta a tierra, instalando seccionadores de 30 kA prácticamente en todos los puntos menos en el centro de motores caldera 1 que se instalará un seccionador de 13 kA de corriente de cortocircuito máxima, y una sección de cable de 240 mm² y 95 mm² respectivamente.

2) PLIEGO DE CONDICIONES

2.1) OBJETO

El proyecto propuesto tiene por objeto realizar el análisis de protección en las zonas de los embarrados tanto de media tensión como de baja tensión, y así mejorar la seguridad de los operadores de maniobra y mantenimiento de la planta de Ciclo Combinado de Castellón.

2.2) DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Dicho proyecto ha sido propuesto porque en la construcción de la instalación de la planta de Ciclo Combinado de Castellón IV se instaló un sistema de protección en las líneas para combatir las posibles corrientes de cortocircuito que se puedan crear para proteger la zona de trabajo cuando se elaboran actividades de mantenimiento, ya que hay ciertos puntos que por falta de accesibilidad no era posible instalar tomas de tierras portátiles para asegurar la zona de trabajo, ya que no cabían los amarres de estos conductores en los embarrados.

Es decir, el problema se presentaba al querer enganchar el amarre de estas tomas a tierra portátiles con sección grande al embarrado de la zona que se quiere proteger, lo cual, por falta de accesibilidad esto no era posible de realizar, limitando por ese motivo la sección de estos conductores.

Al limitar por este motivo la sección, se presentaba el problema de que en ciertos puntos donde la sección del cable a tierra estaba reducida, de ese modo se daba el posible caso en que estos no serían capaces de soportar la corriente de derivación del embarrado en cuestión, por lo tanto, los equipos de protección no podrían realizar su función correctamente dejando el sistema desprotegido frente a este problema, y poniendo en peligro a los operarios que ejercen las actividades de mantenimiento.

De ese modo, se quiere asegurar las zonas de mantenimiento de las líneas instalando unos seccionadores fijos y con amarres más adecuados de las tomas a tierras para derivar la corriente en caso una energización de la línea no deseada. Para ello será necesario la obtención de las corrientes de cortocircuito en cada uno de los 18 puntos en la planta donde se presenta esta anomalía, con el fin de tener conocimiento de las características tanto del seccionador como del conductor de tierra a instalar en cada punto deseado.

Para ello dispondremos de dos hipótesis de cálculos:

- La primera sería para un caso de mantenimiento, es decir, solo recibiremos energía desde la Red de 400 kV, los generadores en este caso estarán desconectados y no afectarán para el cálculo de las corrientes de cortocircuito. De ese mismo modo, los motores de MT también estarán desconectados, ya que, al estar en un caso de mantenimiento, estos no estarían en funcionamiento.

- En cambio, la segunda hipótesis viene a ser todo lo contrario, en este caso vamos a tener en cuenta todas las fuentes de energía, por lo tanto, los generadores estarán activos, además de las cargas de MT que también estarán en funcionamiento. La diferencia de este caso al anterior es que estos elementos sí que influyen en los cálculos de las corrientes de cortocircuito.

Una vez tengamos todas las corrientes de cortocircuito en las dos hipótesis de los 18 puntos de la planta donde se instalarán estos seccionadores, obtendremos las características necesarias que hay que tener en cuenta para la elección y posteriormente la instalación de este sistema de protección.

2.2.1) Opción propuesta

Se quiere asegurar las zonas de mantenimiento de las líneas instalando unos seccionadores fijos de la marca SIEMENS, unidos a unos amarres más pequeños que los actuales, con una sección adecuada para derivar la corriente en caso de una energización no deseada de la línea. Para ello será necesario la obtención de las corrientes de cortocircuito en cada uno de los 18 puntos en la planta donde se presenta esta anomalía, con el fin de tener conocimiento de las características tanto del seccionador como del conductor de tierra nombrados anteriormente.

- Los seccionadores propuestos son los descritos a continuación:
- 3KD4432-0QE10-0: Interruptor seccionador 500 A, tamaño 4, 3 polos, Mecanismo de operación delantero, Unidad completa con mecanismo de operación directa, terminal gris plana

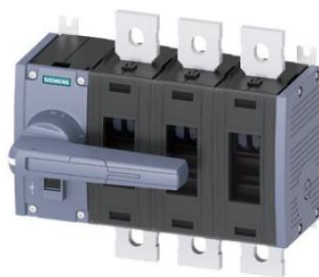


Figura 18: Seccionador 3KD4432-0QE10-0

Voltage

Operating voltage / with current paths in series:

- | | |
|---|-----------|
| • with degree of pollution 2 / at DC / rated / value / Note | 440 V / 3 |
| • with degree of pollution 3 / at DC / rated value / Note | 440 / 3 |

Insulation voltage:

- | | |
|-----------------------|---------|
| • rated value 1 000 V | 1 000 V |
|-----------------------|---------|

Dissipation

Power loss [W]:

- | | |
|--|------|
| • with conventional rated thermal current / per pole | 12 W |
| • with conventional rated thermal current / per device | 36 W |
| • for rated value of the current / at AC / in hot operating state / per pole | 12 W |

Electricity

Short-time current resistance (Icw)

- | | |
|---|-------|
| • at 690 V AC/440 V DC / limited to 1 s / rated value | 30 kA |
|---|-------|

Tabla 17: Características seccionador 3KD4432-0QE10-0.

- 3KD4432-0QE10-0: Interruptor seccionador 200 A, tamaño 3, 3 polos, Mecanismo de operación delantero, Unidad completa con mecanismo de operación directa, terminal gris plana

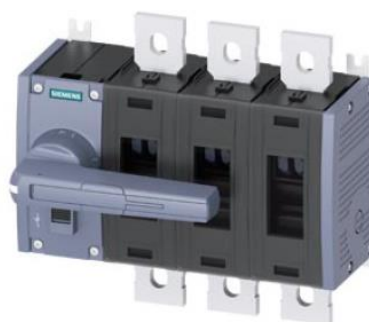


Figura 19: Seccionador 3KD3632-0PE10-0

Voltage

Operating voltage / with current paths in series:

- | | |
|---|-----------|
| • with degree of pollution 2 / at DC / rated / value / Note | 440 V / 3 |
| • with degree of pollution 3 / at DC / rated value / Note | 440 / 3 |

Insulation voltage:

- | | |
|-----------------------|---------|
| • rated value 1 000 V | 1 000 V |
|-----------------------|---------|

Dissipation

Power loss [W]:

- | | |
|--|------|
| • with conventional rated thermal current / per pole | 4 W |
| • with conventional rated thermal current / per device | 12 W |
| • for rated value of the current / at AC / in hot operating state / per pole | 4 W |

Electricity

Short-time current resistance (Icw)

- | | |
|---|-------|
| • at 690 V AC/440 V DC / limited to 1 s / rated value | 13 kA |
|---|-------|

Tabla 18: Características seccionador 3KD3632-0PE10-0

2.2.2) Notas importantes para el diseño

- Para la hipótesis 1, es decir el caso en mantenimiento, es imprescindible que tanto los motores de MT como los generadores estén desconectados.
- Para la hipótesis 2, es decir el caso con todo funcionando, se considera que esté como bien dice el nombre de la hipótesis todo activo, por lo tanto, en este caso sí que hay que tener en cuenta las impedancias que nos den tanto los motores de MT como los generadores.

A SUBESTACION 400KV

Diagrama de la subestación 400kV de la planta de energía. El diagrama muestra la conexión entre la subestación y la red de 400kV. Incluye una barra de 400kV (BARRA 1) que se conecta a una barra de 6.6kV (BARRA A 6.6kV) a través de un transformador 41BFA10. La barra de 6.6kV se conecta a una barra de 400V (BARRA A 400V) a través de otro transformador 41BFA11. La barra de 400V alimenta varios motores (M) y un generador (G1). El diagrama también muestra la conexión a la red de 400kV a través de una línea de transmisión 41BAA10. Se incluyen detalles de los interruptores de potencia y los transformadores de potencia.

CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 1

CENTRO DE CONTROL DE MOTORES CALDERA

Para implantar esta solución es necesario realizar un estudio eléctrico de todo el grupo. Se requiere estudiar especialmente todos los equipos y sistemas que están involucrados directamente. Estos equipos son:

- Subestación 400 kV
- Generadores de gas.
- Transformador principal 400/17 kV.
- Transformador auxiliar 17/6,9 kV.
- Transformadores de distribución 6,9/0,4 kV
- Motores alimentados desde las barras de MT.

Entradas

- Alimentación de las tensiones e intensidades de cada alimentación y de las tensiones de las semibarras a controlar.

- Información de las aperturas de interruptores producidos por actuación de protecciones (disparos).
- Información de estado de los interruptores de alimentación a barras e interruptor de acoplamiento (abierto, cerrado, disponibilidad.)
- Ordenes externas de Bloqueo, operación manual, apertura de interruptores de alimentación transformadores de tensión...
- Reformas circuito de mando para vigilancia de los circuitos de disparo.

Salidas

- Ordenes de cierre y apertura de los interruptores principales.
- Ordenes de deslastre a contactores de motores.

También se contempla realizar la ingeniería para evitar los disparos de planta por actuación de los térmicos de los transformadores auxiliares realizando una transferencia, y disparando si esta falla.

Para el perfecto funcionamiento se requiere la parametrización del equipo, que dependerá en parte del modo de explotación futuro y de las medidas realizadas en la propia puesta en marcha.

2.3) ALCANCE DE LOS TRABAJOS DE INGENIERIA

2.3.1) Ingeniería básica

Para la realización de la ingeniería Básica se contara con el apoyo de una empresa externa a Iberdrola, profesionales en el sector de ingeniería eléctrica.

El proceso de trabajo será el siguiente:

- Recopilación de datos de la instalación.
- Esquemas unifilares y trifilares
- La matriz de disparos
- Los esquemas de control.

A partir de ahí se define una ingeniería preliminar. Con los comentarios del Fabricante se completará la información con el análisis de los diferentes modos de explotación de la instalación, analizando las sugerencias del fabricante y las necesidades y comentarios de Iberdrola (IOMSA).

Después de esta etapa deben quedar definidos claramente los datos a captar y la forma de hacerlo.

El Alcance de la Ingeniería Básica comprenderá la realización de las siguientes actividades:

- Recopilación y toma inicial de datos
- Revisión y actualización del Esquema Unifilar.
- Revisión y actualización de la matriz de disparos.
- Definición modo de explotación actual y futura.
- Definición completa del equipo.
- Definición completa de señales, mandos y medidas a integrar en el equipo.
- Definición de las modificaciones de los sistemas afectados.

No están previstos por parte de la empresa externa a Iberdrola, cálculos de dimensionamiento eléctrico, tales como cálculos de corrientes de cortocircuito. Tampoco está previsto estudio de ajuste de protecciones, esa documentación correrá a cargo de Iberdrola (IOMSA).

La realización de esta fase se ejecutará en parte desde oficina. Se ha previsto una visita a la central para revisar directamente la instalación y discutir con Iberdrola los datos fundamentales que afectan al desarrollo de la ingeniería Básica.

2.3.2) Ingeniería de desarrollo y de detalle

Partiendo de la definición de la ingeniería básica, Iberdrola (IOMSA) realizará el desarrollo completo de la ingeniería que permita realizar la integración de los seccionadores en la instalación. Al final de esta fase se deberá haber generado la documentación necesaria para realizar completamente el acopio de materiales y el montaje.

Además la documentación de la instalación quedará completamente integrada y actualizada en los sistemas afectados.

El Alcance de Iberdrola (IOMSA) comprenderá la realización de las siguientes actividades de Ingeniería de desarrollo y detalle:

- Generación de esquemas desarrollados nuevos.
- Actualización de unifilares y trifilares y matriz de disparos.
- Actualización de los esquemas de control indicando las modificaciones para montaje.
- Actualización Planos de frentes de equipos.
- Esquemas de conexonado e interconexión.

- Modificación de la lista de E / S.
- Realización de las carpetas de montaje.
- Cálculo de las corrientes de cortocircuito.
- Obtención de las secciones de los conductores de tierra.
- Obtención de los poderes de corte de los seccionadores a instalar.

La mayor parte del desarrollo se realizará desde la oficina, pero está prevista la realización de dos visitas a la central para toma de datos al comienzo y resolución de dudas y verificación al final del proceso.

2.3.3) Pruebas FAT y supervisión del montaje

Las pruebas FAT (Factory Acceptance Test) y parametrización definitiva de los equipos está contemplado que se realice por personal especializado externo y Iberdrola (IOMSA) que incorporará asistencia técnica y apoyo a la puesta en marcha, durante la duración de la misma, prevista en tres días.

El montaje será realizado por la propiedad. Tras la supervisión del montaje definitiva, Iberdrola realizará todas las pruebas funcionales y verificación de circuitos y señales, con el fin de minimizar los contratiempos.

Se ha estimado un tiempo de 12 días de trabajo para la realización del montaje y pruebas previas en los 18 puntos de Castellón IV y los 18 puntos de Castellón III. Este plazo dependerá de los recursos dedicados al montaje y la disponibilidad de la planta para hacer los descargos necesarios. La supervisión no se plantea con una estancia permanente durante el montaje. Se resolverá con visitas periódicas en función del avance de la obra o las dificultades. Se han previsto 3 visitas de dos días para esta actividad.

El equipo especializado externo realizará un protocolo de pruebas FAT de la instalación.

También se entregará el informe final de todas las pruebas cumplimentado.

2.3.4) Ingeniería a realizar por otros

Las actividades de ingeniería que se considera que se han realizadas por otros son las siguientes:

- Gestión de planos con el archivo de Iberdrola.

2.4) ALCANCE DEL SUMINISTRO

➔ 17 unidades 3KD4432-0QE10-0 SIEMENS, para Castellón IV:

- Tensión nominal: 1 000 V
- Perdidas de potencia:
 - Con corriente térmica nominal convencional por polo: 12 W
 - Con corriente térmica nominal convencional por desviación: 36 W
 - Por valor nominal de la corriente: 12 W
- Poder de corte: 30 kA

➔ 1 unidad 3KD3632-0PE10-0 SIEMENS, para Castellón IV:

- Tensión nominal: 1 000 V
- Perdidas de potencia:
 - Con corriente térmica nominal convencional por polo: 4 W
 - Con corriente térmica nominal convencional por desviación: 12 W
 - Por valor nominal de la corriente: 4 W
- Poder de corte: 13 kA

➔ Bobina de cable para el conductor de PE:

- Sección 240 mm²
- Sección 95 mm²

Esta oferta no incluye los armarios, puertas, o cualquier otro equipo necesario para completar la instalación en campo.

Con el equipo se entregará la siguiente documentación:

- Catálogos de repuestos e instrucciones de mantenimiento de equipos.
- Planos y documentación completa de cada equipo.

2.5) ACLARACIONES Y COMENTARIOS

Las hipótesis consideradas para la preparación de la oferta han sido las siguientes:

- La documentación necesaria para comenzar la ingeniería (unifilares, esquemas desarrollados, interconexiones, conexionado, frentes, etc. de los sistemas afectados, criterios de explotación, etc.) será entregada por IBERDROLA al comienzo de los trabajos.

- La ingeniería hará una siguiente petición de planos, con la ingeniería más avanzada para solicitar aquellos planos que surjan como consecuencia del avance del proyecto.
- Se ha considerado que la documentación recibida de la instalación está actualizada.
- En la oferta no se ha valorado el diseño de un nuevo sistema de sincronización horaria para las protecciones.
- No se ha valorado la posibilidad de efectuar ningún visado, certificado, licencia, permiso o cualquier otro documento administrativo.
- El tiempo de puesta en marcha es estimado. La estimación se basa en una accesibilidad completa para permitir pruebas a equipos de corte e interruptores, así como los seccionadores previstos a instalar. En el caso de que fuera requerido tiempo adicional durante la puesta en marcha, y ésta fuera cambiada o retrasada, se añadirá el tiempo extra por día.
- Los planos enviados a montaje son devueltos, todos ellos, con modificaciones de obra en “rojo” y “amarillo”. No se ha contemplado la realización nuevamente de ingeniería de detalle en esta fase.
- Se asumen como costo de as-built todas aquellas modificaciones necesarias en obra como consecuencia de la realización del proyecto. No están contemplados en la oferta actualización de documentación ajena a este proyecto.

2.6) PLAZO DE ENTREGA

Los plazos de entrega serán los siguientes:

- Ingeniería Básica..... 1 semana.
- Ingeniería de desarrollo y de detalle..... 1 meses.
- Suministro equipo..... 1 semana.
- Pruebas FAT y supervisión de puesta en marcha.... 2 semanas

No obstante, estos plazos son orientativos, pudiendo modificarse para ajustarse a las necesidades reales del proyecto.

3) PRESUPUESTO Y MEDICIONES

3.1 ELEMENTOS Y MATERIALES UTILIZADOS

ELEMENTO	Cantidad	Precio unitario (Euros)	Precio total (Euros)
Seccionador 3KD4432-0QE10-0	17	168,53 €	2865,01 €
Seccionador 3KD3632-0PE10-0	1	71,73 €	71,73 €
Bobina PE 240 mm ²	17x15m	15 €/m	3825 €
Bobina PE 95 mm ²	1x15m	6,16 €/m	92,2 €
Tornillería	1	200,00 €	200,00 €
Electroimán (30kA)	17	100,00 €	1700,00 €
Relés 230Vca (30kA)	17x3	45,00 €	2295,00 €
Lámparas neón (30kA)	17x3	10,00 €	510,00 €
Pulsadores prueba (30kA)	17	20,00 €	340,00 €
Caja instalación (30kA)	17	124,00 €	2108,00 €
Electroimán (13kA)	1	100,00 €	100,00 €
Relés 230Vca (13kA)	1x3	45,00 €	135,00 e
Lámparas neón (13kA)	1x3	10,00 €	30,00 €
Pulsadores prueba (13kA)	1	20,00 €	20,00 €
Caja instalación (13kA)	1	60,00 €	60,00 €
TOTAL			14351,94 €

Tabla 19: Presupuesto Materiales

3.2 HONORARIOS SERVICIOS DE INGENIERÍA

Los honorarios a percibir por los servicios de Ingeniería de Iberdrola, desglosados por perfil profesional, y de acuerdo a las actividades a realizar por el servicio técnico serían de:

Categoría laboral	Horas	Precio unitario (Euros/h)	Precio total (Euros)
Director	0	57,5	0
Director de Proyecto/Jefe de Servicio	0	52	0
Ingeniero principal	0	52	0
Asesor especializado/ Consultor experto	0	57,5	0
Ingeniero superior Senior	0	50	0
Ingeniero superior Junior	0	31,5	0
Ingeniero Especialista o asimilado	150	42	6300
Ingeniero Técnico Senior	220	18,5	4070
Ingeniero Técnico Junior	150	12	1800
Programador/Planificador	0	12	0
Proyectista/Supervisor principal	320	12	3840

Delineante	150	11,5	1725
Administrativo	25	11,5	287,5
Personal Auxiliar	0	11	0
TOTAL PRECIO (Euros)		18022,5	

Tabla 20: Tabla resumen gastos de personal

3.3 DIETAS INGENIERÍA

Como el personal especializado externo es local, no se dispondrán de gastos de dietas ni desplazamientos.

3.4 RESUMEN PRECIOS

Oferta base:

Descripción	Precio (€)	Cantidad	Total (€)
Seccionadores + bobina PE + materiales	14351,94 €	1	14351,94 €
Horas de INGENIERIA SUPERV. Y PEM	34.695	1	18022,50 €
TOTAL PRECIO (€)		32.374,44 €	

Tabla 21: Tabla resumen precio total

Estos precios no incluyen el I.V.A.

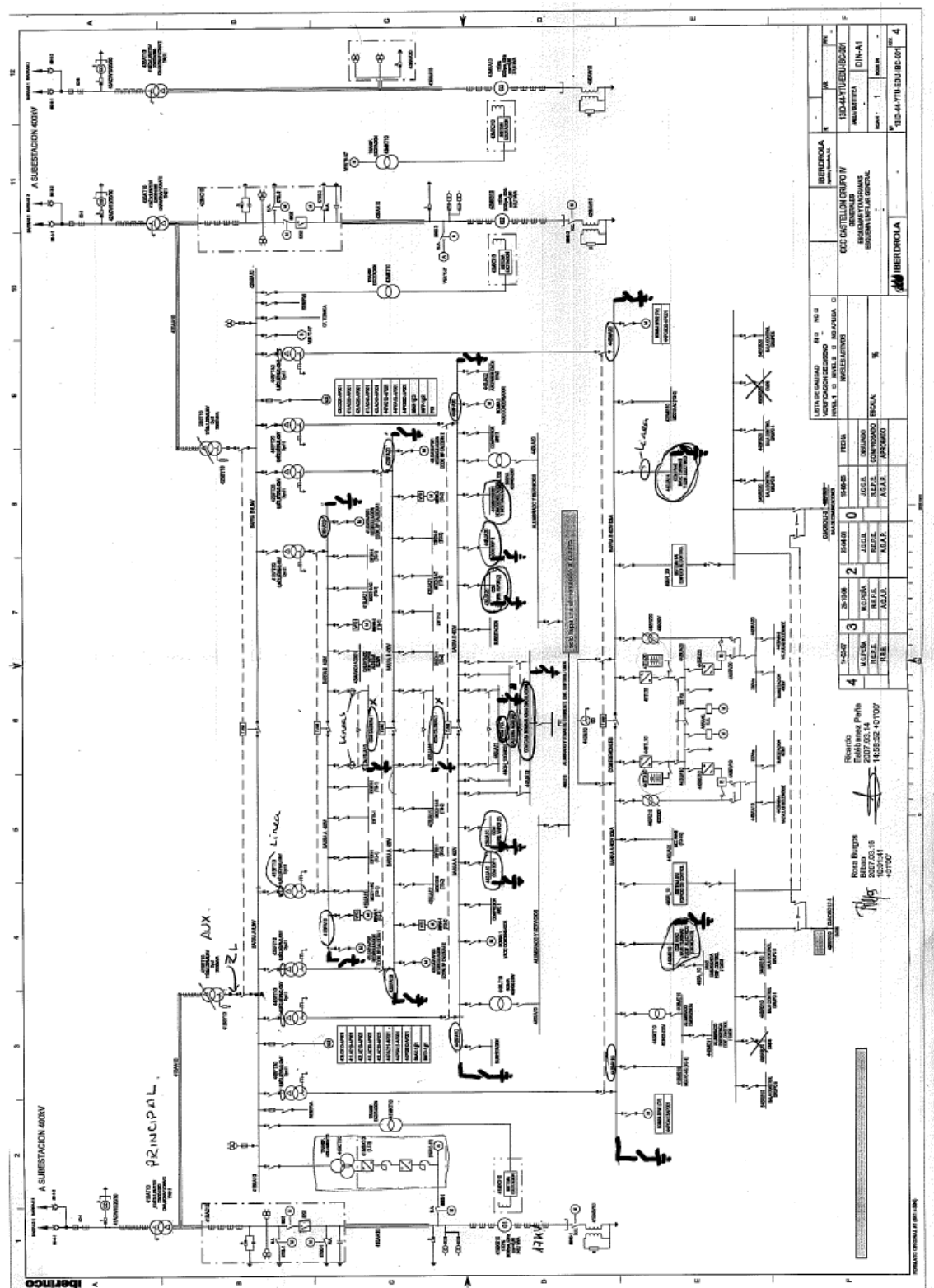
A continuación se realizará el coste total con el IVA incluido.

$$\text{Precio total} + 21\% \text{ precio total (IVA)} = 32.374,44 + 0,21 \cdot 32.374,44 = 39.173,07 \text{ €}$$

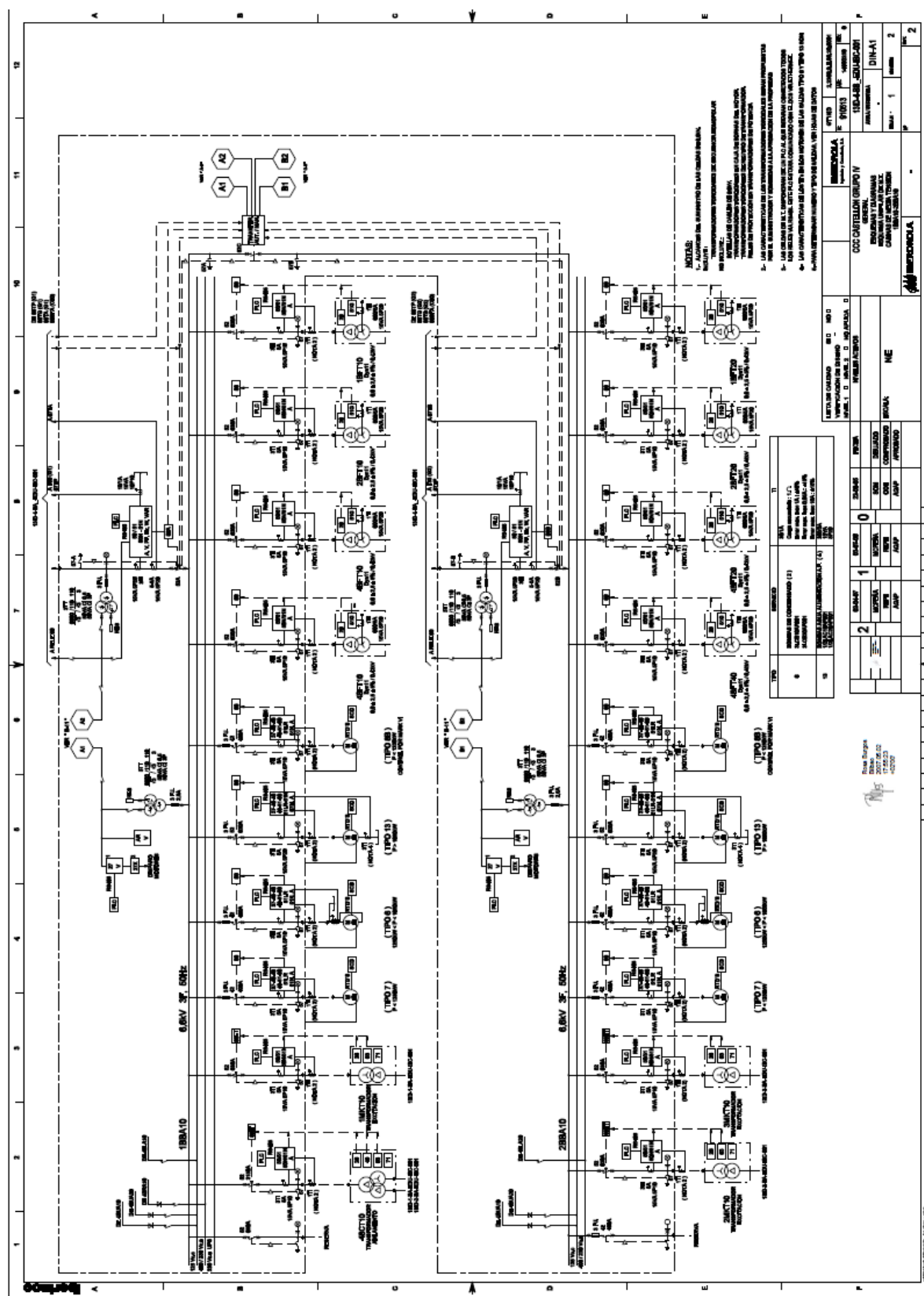
Por lo tanto el gasto final para la empresa IBERDROLA será de 39.173,07 €

4) PLANOS

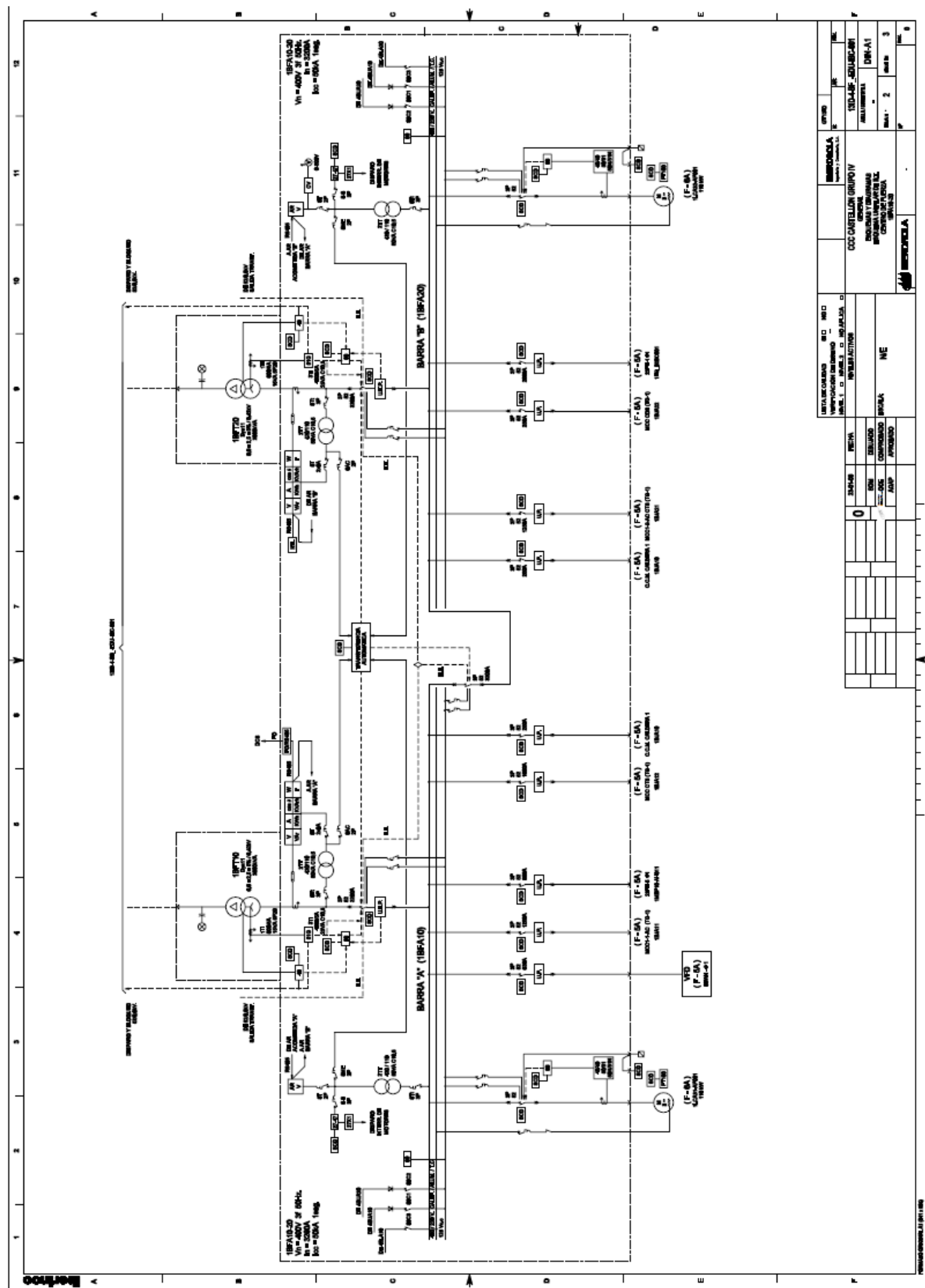
4.1) ESQUEMA GENERAL UNIFILAR DE LA PLANTA DE CASTELLON IV (UBICACIÓN DE LOS PUNTOS A INSTALAR).



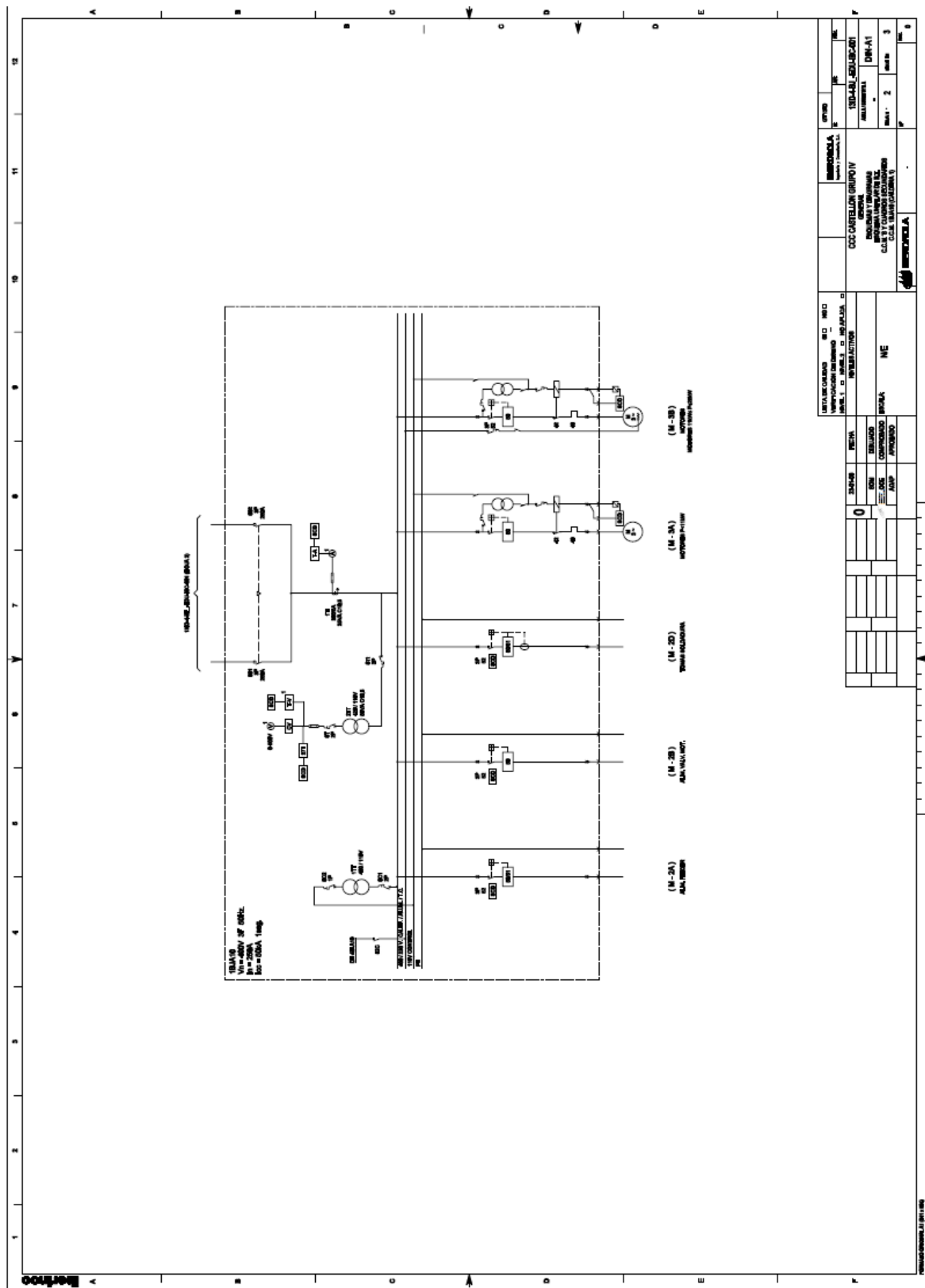
4.2) ESQUEMA UNIFILAR DEL EMBARRADO DE 6.6 kV (BBA)



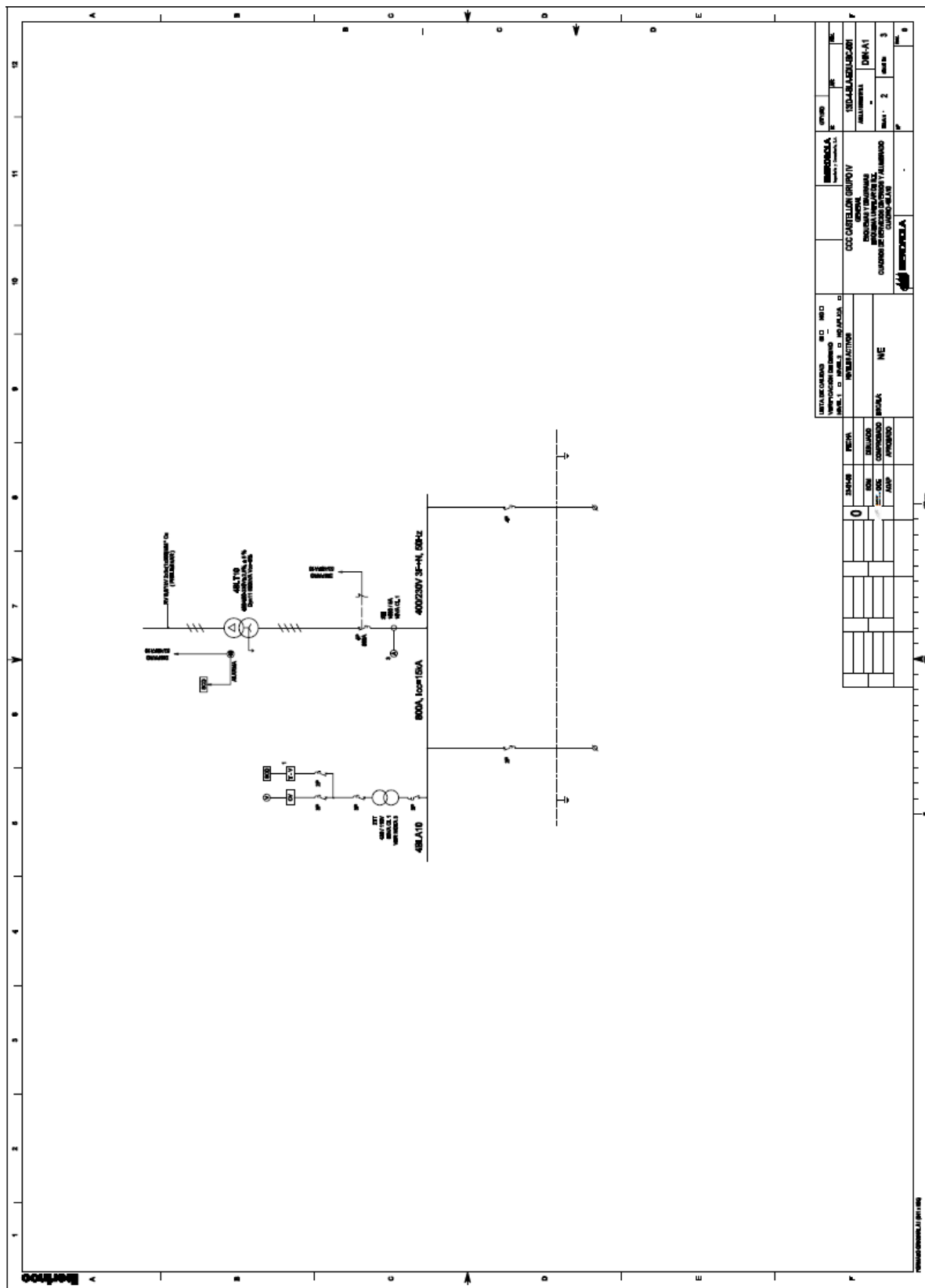
4.3) ESQUEMA UNIFILAR DE LOS CENTROS DE FUERZA (BFA)



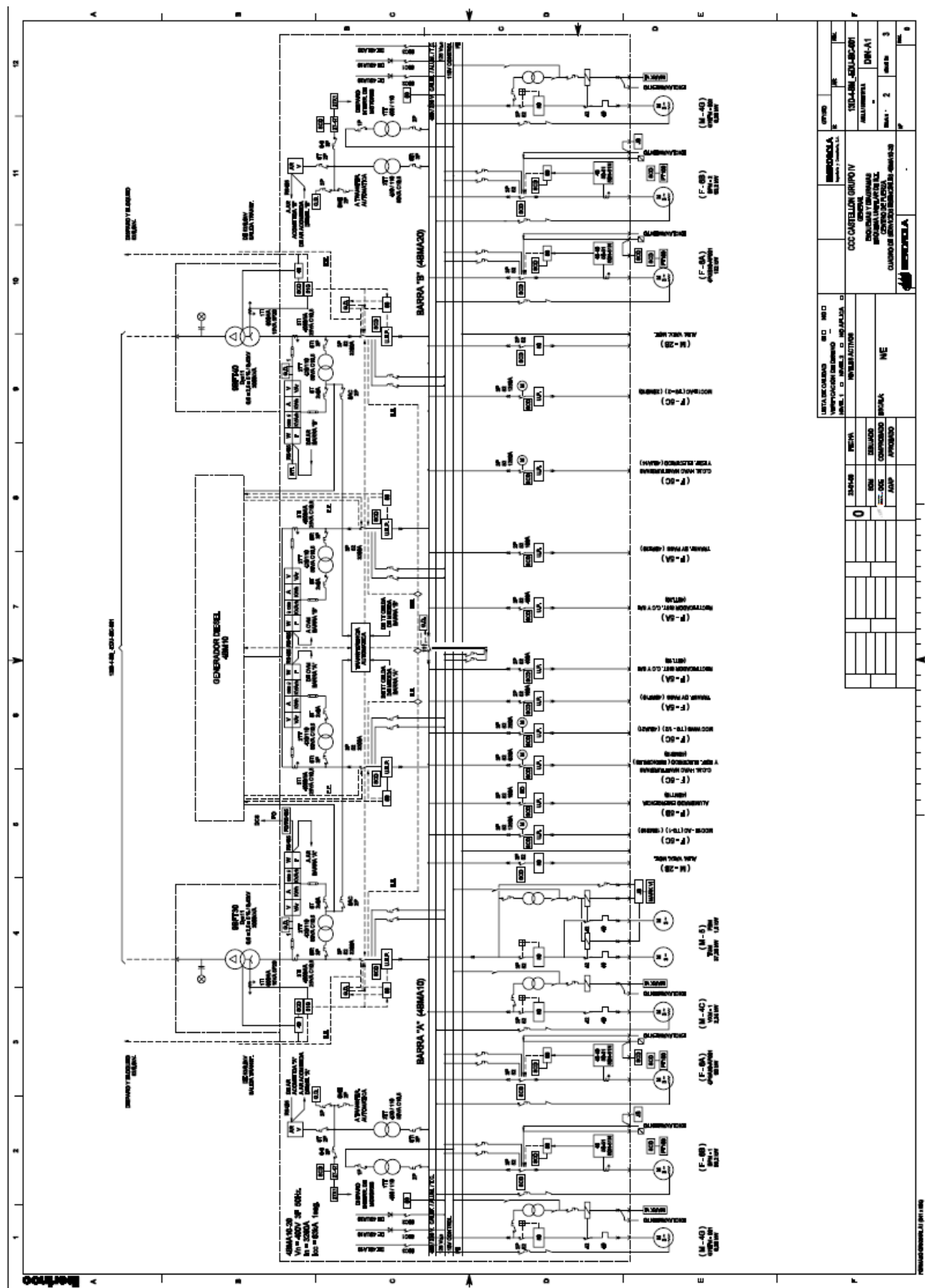
4.4) ESQUEMA UNIFILAR DE CCM'S Y CUADROS DISVERSOS (BJA)



4.5) ESQUEMA UNIFILAR DE LOS SERVICIOS DIVERSOS (BLA)



4.6) ESQUEMA UNIFILAR DE LOS SERVICIOS ESENCIALES (BMA)



5) ANEXOS

5.1) HOJA DE DATOS

5.1.1) Generador.

ESTIMATED GENERATOR DATA

Customer: IBERDROLA
Station/Project: CCC CASTELLON 4
Generator Number: 962X009, 962X010
Generator Type: 330H LU

GENERATOR RATING

Data for Proposal No/Electrical Design: F337T47A

Feb 28 2006

ATB 2 343700 kVA 3000 RPM 17000 Volts 0.85 PF 45 psig 40 °C Gas 292145 kW 11672 Amps
475 Field Volts 7 Ft Alt 0.58 SCR 50 Hz 3 Phase WYE Connection

SIZE A	DWG NO 387A4002	SH 3	REV B
<div> REACTANCES (Per Unit): </div>			
<div> Direct Axis </div>			
<div> Quadrature Axis </div>			
Saturated Synchronous	X_{dv}	1.74	X_{qv} 1.68
Unsaturated Synchronous	X_{di}	1.74	X_{qi} 1.68
Saturated Transient	X'_{dv}	0.235	
Unsaturated Transient	X'_{di}	0.265	X'_{qi} 0.44
Saturated Sub transient	X''_{dv}	0.15	X''_{qv} 0.15
Unsaturated Sub transient	X''_{di}	0.195	X''_{qi} 0.195
Saturated Negative Sequence	X_{2v}	0.15	
Unsaturated Negative Sequence	X_{2i}	0.195	
Saturated Zero Sequence	X_{0v}	0.105	
Unsaturated Zero Sequence	X_{0i}	0.105	
Saturated Leakage Reactance	X_{lv}	0.125	
Unsaturated Leakage Reactance	X_{li}	0.14	

Tabla 22: Hoja técnica del generador

5.1.2) Transformador principal.

TRANSFORMADOR DE UNIDAD ASOCIADO A LA TURBINAS DE GAS Y VAPOR			
Fabricante	ABB		
Número de Transformadores	3		
Lugar de Fabricación	Córdoba		
Número de registro de certificado de calidad ISO-9000	ER-0001/1/94		
Identificación del transformador	41BAT10, 42BAT10, 43BAT10		
Tipo	Trifásico		
Construcción (Acorazado, columnas)	Columnas		
Normativa aplicable	IEC		
Tipo de emplazamiento (interior/intemperie)	Intemperie		
Número de fases	3		
Frecuencia nominal (Hz)	50		
Material de los devanados	Cu		
Tipo de Refrigeración	ONAN/ONAF1/ONAF2		
Potencia nominal con refrigeración natural (ONAN)/forzada (ONAF1) (MVA)	228 / 304		
Potencia nominal con refrigeración forzada a 20°C de temperatura ambiente, y estando la temperatura del punto más caliente limitada a 98°C (MVA)	380		
Potencia máxima con un ventilador fuera de servicio (MVA)	380		
Potencia máxima con una bomba fuera de servicio (MVA)	---		
Tensión nominal en vacío, en AT (kV)	415		
Tensión nominal en vacío, en BT (kV)	17		
Máxima temperatura del conductor de BT para la corriente nominal y 40°C de temperatura ambiente (la elevación de temperatura de las barras aisladas será de acuerdo a la ANSI/IEEE C37.23) °C	105		
Parámetros de impedancia (%)	Total	Resistiva	Reactiva
Tensión de cortocircuito directa 14% con una tolerancia de $-0 + 7,5\%$, base pot. ONAF2.			
Toma máxima	14	0.202	13.999
Toma central	14	0.203	13.999
Toma mínima	14	0.207	13.999
Impedancia homopolar			
Toma máxima	14	0.202	13.999
Toma central	14	0.203	13.999
Toma mínima	14	0.207	13.999
Resistencia de cortocircuito			
Regulación de Tensión	Factor Potencia 1	Factor Potencia 0,9	Factor Potencia 0,85
Toma máxima	1.182	7.066	8.241
Toma central	1.183	7.067	8.242
Toma mínima	1.187	7.07	8.245

Tabla 23: Hoja técnica del transformador principal

5.1.3) Transformador auxiliar.

CARACTERÍSTICAS	REQUERIDO	CALCULADO
Número de fases	3	3
Frecuencia nominal	50 Hz	50Hz
Material de los devanados	Cobre electrolítico	Cobre electrolítico
Tipo de refrigeración	ONAN/ONAF	ONAN/ONAF
Potencia en régimen continuo (ONAN/ONAF)	ONAN: -- MVA ONAF: 30 MVA	ONAN: 23 MVA ONAF: 30 MVA
Tensión nominal en AT	17 kV	17 kV
Tensión nominal en vacío, en BT	6,9 kV	6,9 kV
Relación de transformación	17±8x1,25%/6,9 kV	17±8x1,25% /6,9 kV
Tensión alterna auxiliares	2x400 ±10% V 3F	2x400 ±10% V 3F
Tensión continua auxiliares	--	--
Tensión calefacción y alumbrado del cuadro de control	230 V 1F+N	230 V 1F+N
Grupo de conexión	Dyn1	Dyn1
Puesta a tierra del neutro lado AT	N/A	N/A
Puesta a tierra del neutro lado BT	Con resistencia de 8 Ohm (no incluida en el suministro)	Con resistencia de 8 Ohm (no incluida en el suministro)
Normas de calentamiento empleadas para el diseño del transformador	IEC 60076-2	IEC 60076-2
Calentamiento en el cobre medio por variación de resistencia	65°C	65°C
Calentamiento en la capa superior del aceite	60°C	60°C
Inducción máxima a tensión nominal		1.67T
Intensidad asignada primaria y secundaria (ONAF, nominal)	AT:1019A BT:2510A	AT:1019A BT:2510A
Impedancia homopolar en la toma principal (Base MVA ONAF)		9.6%
Tensión de cortocircuito asignada (Base MVA ONAF)		
Toma principal	11% (+ 7,5% -0%)	11% (+7,5% -0%)
Componente resistiva		0.61%
Componente reactiva		10.98%
Toma superior		11.7 %
Componente resistiva		0.61%
Componente reactiva		11.68%
Toma inferior		11.2 %
Componente resistiva		0.58%
Componente reactiva		11.18%
Nivel de aislamiento de los devanados		

Tabla 24: Hoja técnica del transformador auxiliar

5.1.4) Transformador de distribución.

Datos eléctricos		
Número de fases	3	3
Frecuencia nominal (Hz.)	50	50
Refrigeración	Aire natural (AN)	AN
Potencia nominal (AN) en kVA	2.000	2000
Tipo de servicio (Continuo/Cíclico)	Continuo	CONTÍNUO
Grupo de conexión	Dyn11	Dyn11
Tensión nominal en vacío primario (kV)	6,6	6.6
Tensión nominal en vacío secundario (kV)	0,42	0.42
Aislamiento de los devanados primarios:		
– Tensión de ensayo a frecuencia industrial (kV- v. eficaz)	20	20
– Tensión de ensayo con onda de choque (kV- v. cresta)	60	60
Aislamiento de los devanados secundarios:		
– Tensión de ensayo a frecuencia industrial (kV- v. eficaz)	3	3
Intensidad nominal primaria (A)		175
Intensidad nominal secundaria (A)		2749
Intensidad de vacío primaria (x In)		0.9%
Intensidad de vacío secundaria (x In)		0.9%
Impedancia de cortocircuito toma central (%)	9,5 ± 0,5	9.5 ± 0.5
Componente resistiva de cortocircuito toma central (%)		1
Componente reactiva de cortocircuito toma central (%)		9.45
Impedancia de cortocircuito toma inferior (%)		9.4
Impedancia de cortocircuito toma superior (%)		9.6
Impedancia homopolar (%)		8.55
Componente resistiva homopolar (%)		0.9
Componente reactiva homopolar (%)		8.5
Inducción máxima de trabajo a la excitación nominal (T)		1.65
Nivel descargas parciales garantizado	<= 10 pC	<=10 pC

Tabla 25: Hoja técnica del transformador de distribución

5.1.5) Línea BAA.

-Refrigeración -Cooling		Natural, IPB Pressurisation	Natural, IPB Pressurisation	
-Grado protección IEC 529 -Protection level IEC 529		IP 65	IP-65	
-Tensión de servicio -Operating voltage	kV	17 ± 5%	17±5%	
-Tensión nominal -Maximum rated voltage	kV	24	24	
-Frecuencia nominal -Rated frequency	Hz	50	50	
-Margen frecuencia de operación -Operating frequencies margin	%	± 2%	± 2%	
-Nivel de aislamiento: -Insulation level				
-Capacidad monofásica a tierra -Single phase capacitance (phase to earth)	pF/m		82,5	
-Peso de un metro trifásico de conducto -Weight of one meter of three phase conductor	kg		178,6	
-Peso total de transporte -Total transport weight	Kg (approx)		30.000, Total equipment weight for 1Unit (without packing)	
-Número de tramos de transporte -Number of transport sections			21 (approx)	
-Longitud aproximada de cada tramo de transporte -Approximate length of each transport section	m	< 11m	< 11m	
CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES CHARACTERISTICS OF CONDUCTORS				
-Material -Material			Al. Alloy E1E (BS-2898)/ 19501-M (IS:5082)	
-Resistencia a 50Hz/20°C -Resistance at 50 Hz/20°C	μΩ/m		1,45	
-Densidad de corriente -Current density	A/mm ²		0,55	
-Diámetro externo -Outside diameter	mm		510	
-Espesor -Thickness	mm		14	
-Distancia entre fases (separación entre centros de conductores) -Distance between phases (distance between centers of conductors)	mm	1.400 tramos B,C,D,F y G 1.200 tramo A	1.400 tramos B,C,D,F y G 1.200 tramo A	
-Autoinducción -Self-induction	μH/m		0,1347	

Tabla 26: Hoja técnica de la línea de BAA

5.1.6) Línea BFA.

Datos eléctricos		
Número de fases	3	3
Tensión de servicio (kV)	0,4	0,4
Tensión asignada de aislamiento (kV)		
Embarrado	1	1
Cableado de fuerza	0,75	0,75
Circuitos de control	0,5	0,5
Frecuencia nominal (Hz)	50	50
Intensidad de cortocircuito nominal de corta duración, 1 seg. (kA- v. eficaz)	50	65
Intensidad de cortocircuito valor de cresta (kA- v. cresta)	125	143
Datos mecánicos		
Dimensiones (mm)		Ver planos implantación
Ancho:		
Fondo:		
Alto		
Conductor		
Material		Cobre
Composición química		Cu ETP 99,9%
Sección por fase (mm ²)		1700
Densidad de corriente máxima (A/mm ²)		1,88
Temperatura máxima del conductor (°C)		84+40
Conductividad a 20°C (m/Ωmm ²)		58 (100% IACS)
Conductividad a 75°C (m/Ωmm ²)		
Reactancia (Ω/km)		20,97 uoh/mt
Impedancia a 50 Hz, 20°C (Ω/km)		30,17 uoh/mt
Impedancia a 50 Hz, 75°C (Ω/km)		32,15 uoh7mt
Material de los tornillos de unión de barras		8.8 Acero galvanizado

Tabla 27: Hoja técnica de la línea de BFA

5.1.7) Línea BMA.

Datos eléctricos		
Número de fases	3	3
Tensión de servicio (kV)	0,4	0,4
Tensión asignada de aislamiento (kV)		
Embarrado	1	1
Cableado de fuerza	0,75	0,75
Circuitos de control	0,5	0,5
Frecuencia nominal (Hz)	50	50
Intensidad de cortocircuito nominal de corta duración, 1 seg. (kA- v. eficaz)	63	80
Intensidad de cortocircuito valor de cresta (kA- v. cresta)	157,5	176
Embarrado		
Material	Cobre	E-Cu
Sección de embarrado (mm ²)		3000
Conductividad a 20°C (m/Ωmm ²)		56MS/m
Intensidad nominal en servicio continuo (A)	3.200	3200
Intensidad máxima de servicio continuo a la temperatura ambiente interior máxima indicada (A)		3200
Densidad de corriente máxima en barras (A/mm ²)		1,07
Aislamiento (Sí/No)		No
Material aislante		----

Tabla 28: Hoja técnica de la línea de BMA

5.2) CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

5.2.1) Corrientes de cortocircuito.

Cada estudio de cortocircuito en un punto en concreto conlleva el estudio de los diferentes tipos de cortocircuito que pueden darse, como son:

- Cortocircuito trifásico
- Cortocircuito fase a tierra
- Cortocircuito fase-fase
- Cortocircuito bifásico a tierra

Como ya se ha comentado anteriormente, estos modelos están basados en el método de la fuente de tensión equivalente y para ello se han de calcular las impedancias equivalentes. Todas estas impedancias se calcularán en el punto 6.1.6 y 6.1.7 de este mismo Anexo.

Los puntos donde se aplican los estudios son los siguientes, con sus impedancias equivalentes de la hipótesis con generador, obtenidas en el punto 6.1.7 de este Anexo:

KKS	DENOMINACION	Zequivalentetot,pu	Zequivalentetot
CB1BFA10	CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 1	1,514 j	0,00807 j
CB1BFA20	CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 2	1,514 j	0,00807 j
CB2BFA10	CENTRO DE FUERZA 42 BARRA 1	1,514 j	0,00807 j
CB2BFA20	CENTRO DE FUERZA 42 BARRA 2	1,514 j	0,00807 j
CB4BFA10	CENTRO DE FUERZA 44 BARRA 1	1,514 j	0,00807 j
CB4BFA20	CENTRO DE FUERZA 44 BARRA 2	1,514 j	0,00807 j
CB4BMA10	CUADRO 10 DISTRIBUCION ESENCIALES	1,514 j	0,00807 j
CB4BMA20	CUADRO 20 DISTRIBUCION ESENCIALES	1,514 j	0,00807 j
CB1BJA10	CENTRO DE CONTROL DE MOTORES CALDERA 1	3,746 j	0,02 j
CB2BJA10	CENTRO DE CONTROL DE MOTORES CALDERA 2	2,206 j	0,0117 j
CB3BJA10	CENTRO CONTROL MOTORES 10 TURBINA VAPOR	1,556 j	0,0083j
CB3BJA20	CENTRO CONTROL MOTORES 20 TURBINA VAPOR	1,546 j	0,0082 j
CB4BJA10	CENTRO CONTROL MOTORES 10 BOP	1,514 j	0,00807 j
CB4BJA20	CENTRO CONTROL MOTORES 20 BOP	1,514 j	0,00807 j
CB4BJA11	CENTRO CONTROL MOTORES PTA	1,603 j	0,00855 j
CB4BJA12	CCM CASA BOMBAS AGUA CIRCULACION	1,876 j	0,01 j
CB4BJA14	CCM HVAC NAVE TURBINAS Y EDIF ELECTRICO	1,514 j	0,00807 j
CB4BMB10	CUADRO DISTRIBUCION EMERGENCIA HVAC	1,521 j	0,0081 j

Tabla 29: Impedancias de los puntos de instalación.

Como todos los puntos anteriores se calculan de la misma manera se procederá a explicar solamente en detalle el punto de instalación CB1BFA10 (CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 1, Figura 30):

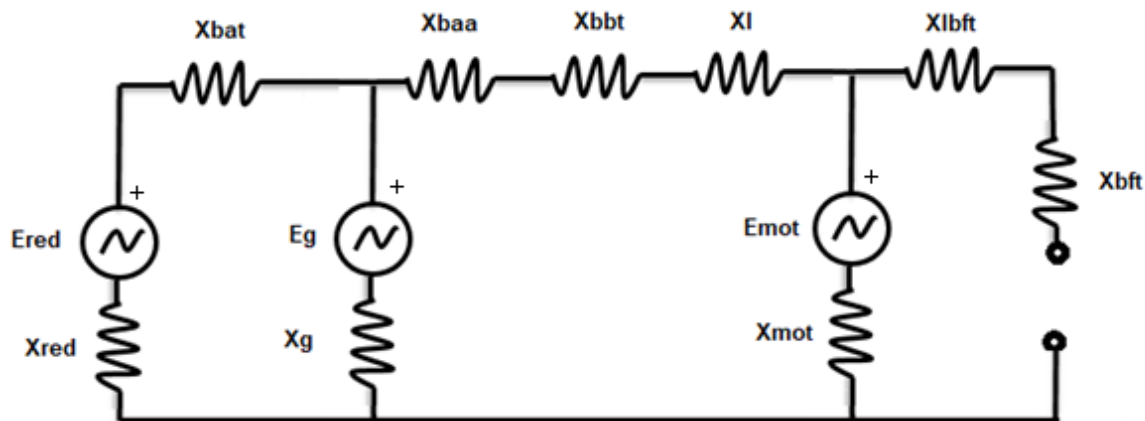


Figura 21: Esquema eléctrico centro de fuerza 41 barra 1 (CB1BFA10).

- Un sistema trifásico desequilibrado (de tensiones o corrientes) se puede descomponer como suma de tres sistemas equilibrados: uno de secuencia directa (+), uno de secuencia inversa (-) y uno de secuencia homopolar (0) (Teorema de Fortescue, ver figura 6 y 7):

5.2.1.1) SECUENCIA DIRECTA.

El cálculo de secuencia directa se simplifica de la siguiente manera:

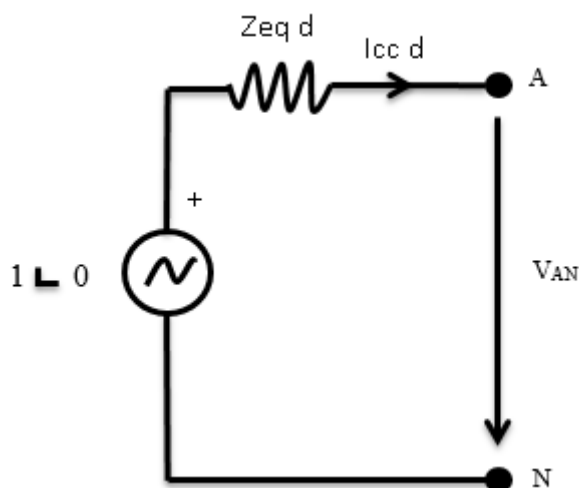


Figura 22: Secuencia directa

La obtención del cálculo de la impedancia la obtenemos en detalle en el punto 5.2.6, aunque con datos de la hipótesis 2 (punto 5.2.7) que es la hipótesis que tiene en cuenta el generador.

Impedancia equivalente CB1BFA10 (CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 1):

$$Z_{eq} = 1,514 j \text{ pu}$$

$$I_{CC,pu} = \frac{E_{AN}}{Z_{eq,pu}} = \frac{1 \angle 0}{Z_{eq,pu}} = 0,66 \text{ pu}$$

- $I_{CC1} = I_{cc,pu} \times I_b = 0,66 \times 43,3 = 28,6 \text{ kA}$

5.2.1.2) SECUENCIA INVERSA.

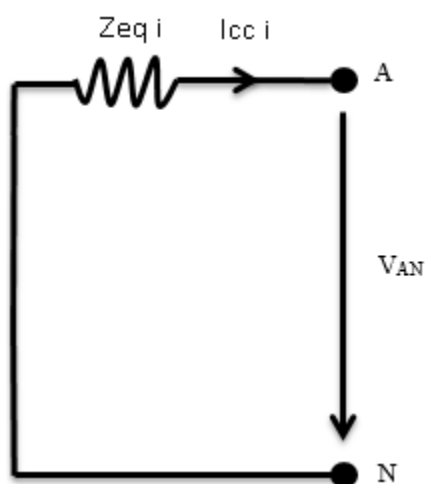


Figura 23: Secuencia inversa

La obtención del cálculo de la impedancia es como la directa, solo que tenemos en cuenta la Z_i del generador (Reactances Saturated Negative Secuencie).

$$Z_{ig} = 0,15 \text{ pu} = Z_{dg}$$

$Z_{ig} \rightarrow$ Impedancia inversa del generador

$Z_{ig} \rightarrow$ Impedancia directa del generador

Impedancia equivalente CB1BFA10 (CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 1):

$$Z_{eq} = 1,514 j \text{ pu}$$

5.2.1.3) SECUENCIA HOMOPOLAR.

Para el cálculo de la secuencia homopolar hay que tener en cuenta como están conectados los transformadores (Figura 24):

CASOS PRINCIPALES

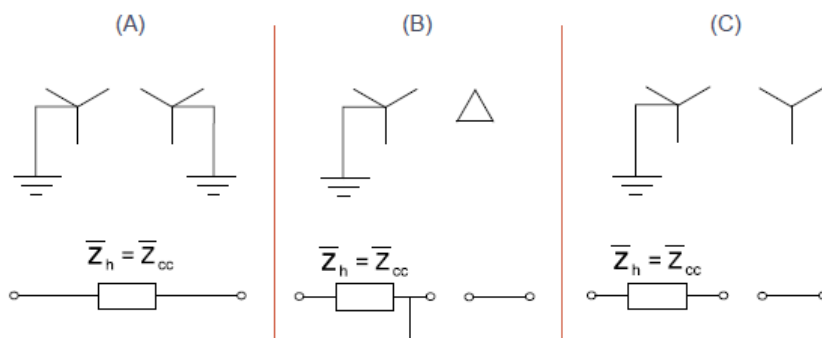


Figura 24: Casos principales de los transformadores

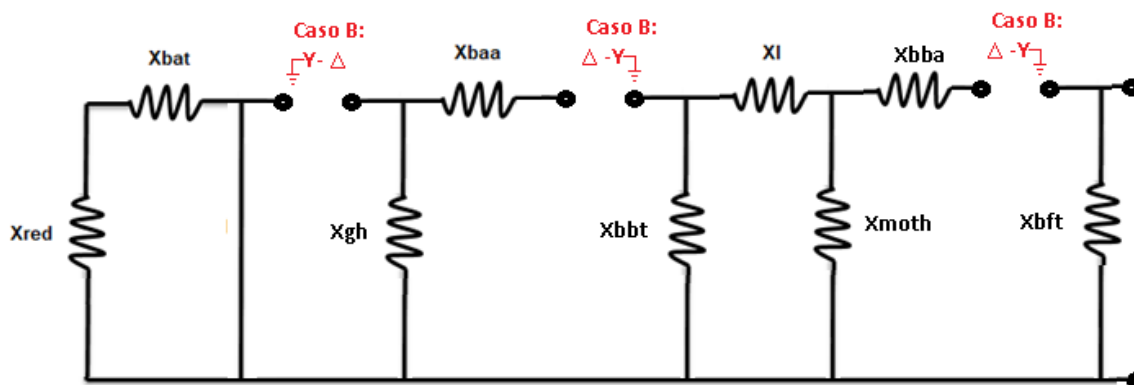


Figura 25: Secuencia homopolar

Por lo tanto el circuito equivalente que se obtiene es el siguiente (Figura 26):

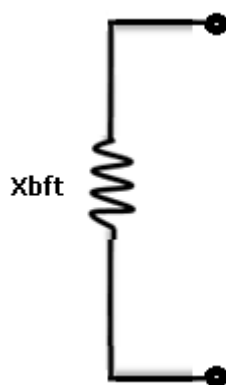


Figura 26: Secuencia homopolar equivalente

Impedancia equivalente del CB1BFA10 (CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 1):

$$Z_{eq} = 1,434 j pu$$

5.2.2) Cortocircuito Unipolar a Tierra.

A) CORTOCIRCUITO UNIPOLAR A TIERRA

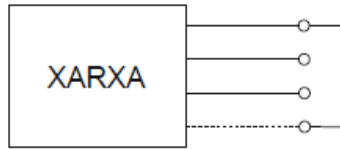


Figura 27: Cortocircuito Unipolar a Tierra

Condiciones de desequilibrio:

$$\bar{I}_b = 0 \rightarrow a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i + \bar{I}_h = 0 \quad (1)$$

$$\bar{I}_c = 0 \rightarrow a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i + \bar{I}_h = 0 \quad (2)$$

$$\bar{V}_a = 0 \rightarrow \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_h = 0 \quad (3)$$

$$\left. \begin{array}{l} (1) \\ (2) \end{array} \right\} \rightarrow (a^2 - a) \bar{I}_d + (a - a^2) \bar{I}_i = 0 \rightarrow \bar{I}_d = \bar{I}_i$$

$$(2) \rightarrow (a + a^2) \bar{I}_d + \bar{I}_h = 0 \rightarrow \bar{I}_h = -\bar{I}_d$$

Se concluye que:

$$\left. \begin{array}{l} \bar{I}_d = \bar{I}_i = \bar{I}_h \\ \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_h = 0 \end{array} \right\} \rightarrow \text{Conexión en serie de las redes de secuencia}$$

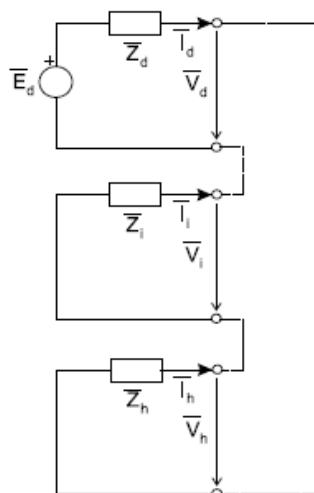


Figura 28: Esquema eléctrico (Unipolar a Tierra).

- Corriente directa:

$$I_d = \frac{E_d}{Z_d + Z_i + Z_h} = \frac{1}{1,514 j + 1,514 j + 1,434 j} = -0,224 j pu$$

- Corriente de cortocircuito directa (I_k''):

$$I_{cca} = 3 \times I_d = 0,62 j pu$$

$$I_k'' = I_{cca} \times I_b = 0,62 \times 43,3 = \mathbf{29,1 kA}$$

- Corriente de cortocircuito de cresta (I_p):

Este valor puede obtenerse a través de la ecuación: $I_p = \kappa 2 I_k''$

Donde κ es un factor que la norma IEC 60909 establece como:

$$\kappa = 1,02 + 0,98 e^{-3 R_X} = 1,02$$

$$R_X = \frac{R_k}{X_k} = \frac{0,0000036}{1,51} = 0,00000238$$

$$I_p = \kappa \times 2 \times I_k'' = 1,02 \times 2 \times 29,1 = \mathbf{59,36 kA}$$

- Corriente de cortocircuito simétrica de corte (I_b):

Este valor puede obtenerse a través de la ecuación:

$$I_b = \mu \times I_k'' = 0,9 \times 29,1 kA = \mathbf{26,19 kA}$$

Donde μ se obtiene de la gráfica de la figura 16:

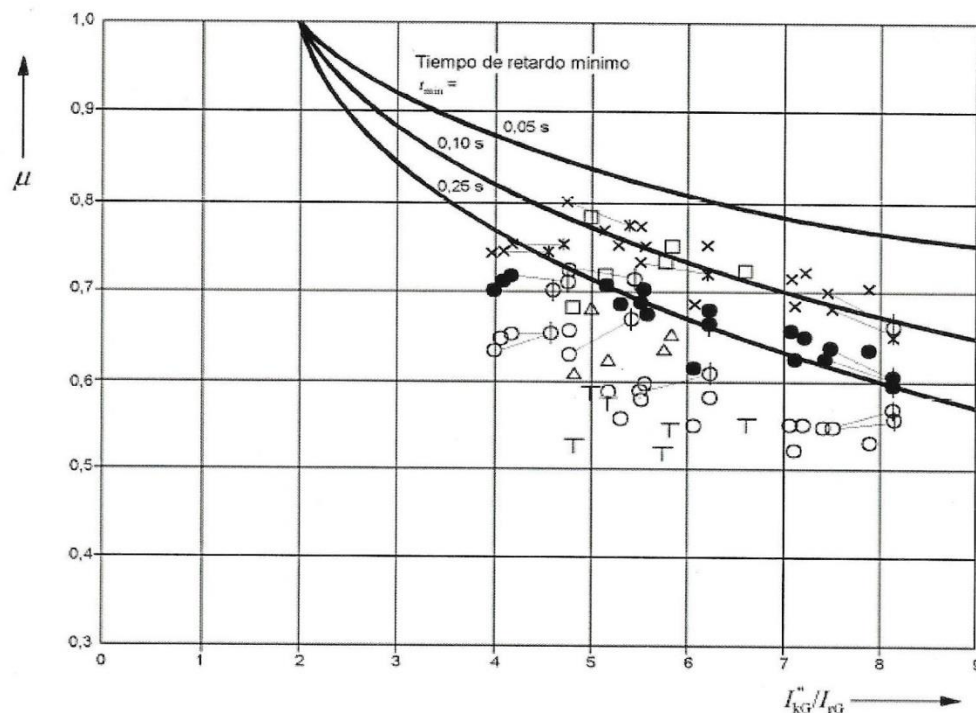


Figura 29: Diagrama para obtener μ

El valor obtenido de μ es:

$$\mu = 0,9 \text{ (2.49, } t = 0,25\text{s)}$$

$$\frac{I_k''}{I_{ng}} = \frac{29,1}{11,672} = 2,49$$

$I_{ng} \rightarrow$ Corriente nominal del generador

5.2.3) Cortocircuito Bipolar.

B) CORTOCIRCUITO BIPOLAR

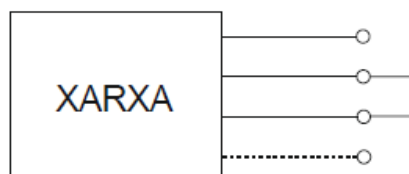


Figura 30: Cortocircuito bipolar.

Condiciones de desequilibrio:

$$(1) \quad \bar{I}_a = 0 \rightarrow \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_h = 0$$

$$(2) \quad \bar{I}_b + \bar{I}_c = 0 \rightarrow a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i + \bar{I}_h + a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i + \bar{I}_h = 0$$

$$-\bar{I}_d - \bar{I}_i + 2\bar{I}_h = 0$$

$$\left. \begin{array}{l} (1) \quad \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_h = 0 \\ (2) \quad 2\bar{I}_h - \bar{I}_d - \bar{I}_i = 0 \end{array} \right\} \rightarrow \begin{array}{l} \bar{I}_h = 0 \\ \bar{I}_d = -\bar{I}_i \end{array}$$

$$(3) \quad \bar{V}_b = \bar{V}_c \rightarrow a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i + \bar{V}_h = a \bar{V}_d + a^2 \bar{V}_i + \bar{V}_h$$

$$\rightarrow \bar{V}_d = \bar{V}_i$$

Se concluye que (Figura 31):

$$\left. \begin{array}{l} \bar{I}_d = -\bar{I}_i \\ \bar{I}_h = 0 \\ \bar{V}_d = \bar{V}_i \end{array} \right\} \rightarrow \text{Conexión en paralelo de las redes de secuencia directa e inversa}$$

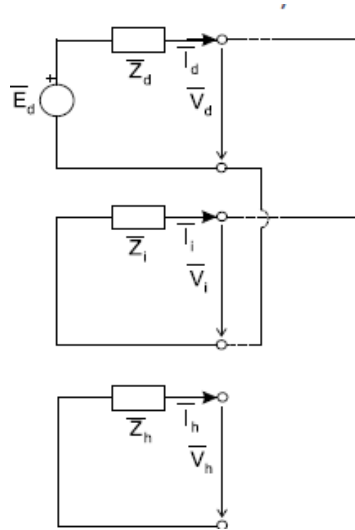


Figura 31: Esquema eléctrico (Bipolar).

- Corriente directa:

$$I_d = \frac{E_d}{Z_d + Z_i} = \frac{1}{1,514j + 1,514j} = -0,33j \text{ pu}$$

- Corriente de cortocircuito directa (I_k''):

$$I_{ccb} = a^2 * I_d + a * I_i + I_h = \sqrt{3} i * I_d = 0,57 \text{ pu}$$

$$I_k'' = I_{cca} \times I_b = 0,57 \times 43,3 = \mathbf{24,75 \text{ kA}}$$

- Corriente de cortocircuito de cresta (I_p):

Este valor puede obtenerse a través de la ecuación: $I_p = \kappa 2 I_k''$

Donde κ es un factor que la norma IEC 60909 establece como:

$$\kappa = 1,02 + 0,98e^{-3RX} = 1,02$$

$$RX = \frac{Rk}{Xk} = \frac{0,0000036}{1,51} = 0,00000238$$

$$I_p = \kappa * 2 * I_k'' = 1,02 * 2 * 24,75 = \mathbf{50,49 \text{ kA}}$$

- Corriente de cortocircuito simétrica de corte (I_b):

Este valor puede obtenerse a través de la ecuación:

$$I_b = \mu \times I_k'' = 0,9 * 24,75 \text{ kA} = \mathbf{22,275 \text{ kA}}$$

Donde μ se obtiene de la gráfica siguiente (Figura 32):

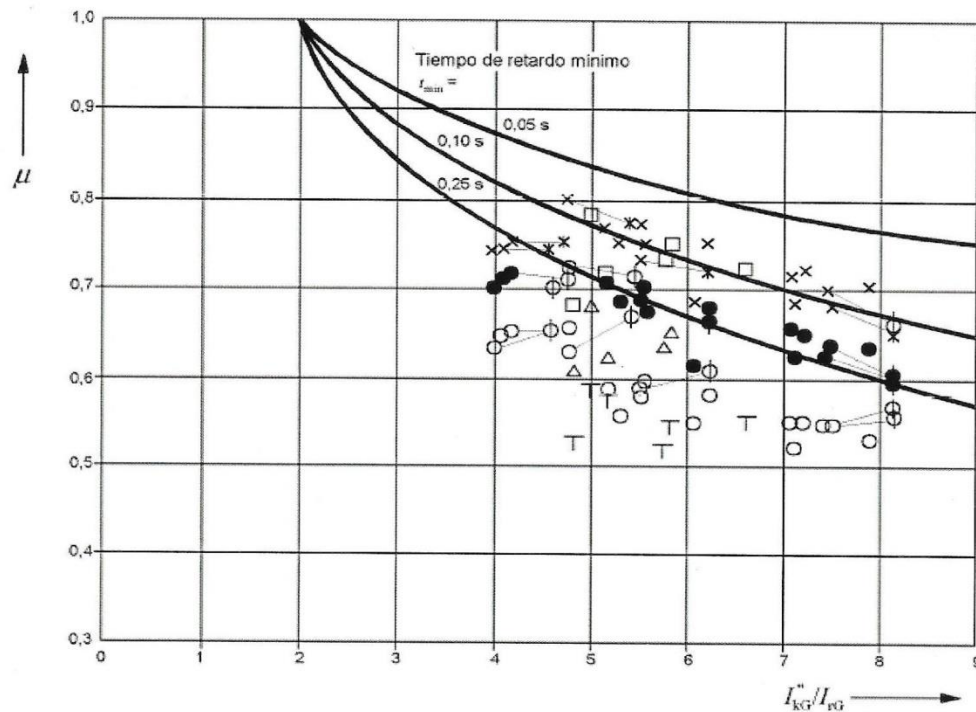


Figura 32: Diagrama para obtener μ

El valor obtenido de μ es:

$$\mu = 0,9 \text{ (2,49 , t = 0,25s)}$$

$$\frac{Ik''}{Ing} = \frac{29,1}{11,672} = 2,49$$

$Ing \rightarrow$ Corriente nominal del generador

5.2.4) Cortocircuito Bipolar a Tierra.

C) CORTOCIRCUITO BIPOLAR A TIERRA

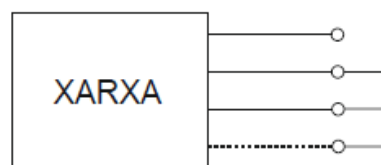


Figura 33: Cortocircuito bipolar a tierra.

Condiciones de desequilibrio:

$$\begin{aligned} (1) \quad \bar{I}_a = 0 &\rightarrow \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_h = 0 \\ (2) \quad \bar{V}_b = 0 &\rightarrow a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i + \bar{V}_h = 0 \\ (3) \quad \bar{V}_c = 0 &\rightarrow a \bar{V}_d + a^2 \bar{V}_i + \bar{V}_h = 0 \end{aligned} \left\} \rightarrow \bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_h$$

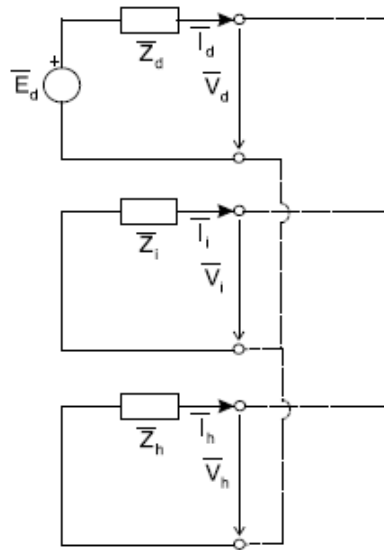


Figura 34: Esquema eléctrico (Bipolar a tierra).

- Corriente directa:

$$I_d = \frac{E_d}{Z_d + \frac{Z_i * Z_h}{Z_i + Z_h}} = \frac{1}{1,514j + \frac{1,514j * 1,434j}{1,514j + 1,434j}} = -0,444j \text{ pu}$$

$$V_d = E_d - Z_d \times I_d = 1 - 0 - 1,514j \times (-0,444j) = 0,327 \text{ pu}$$

$$I_i = -\frac{V_d}{Z_i} = -\frac{0,327 - 0}{1,514j} = 0,216j \text{ pu}$$

$$I_h = -\frac{V_d}{Z_h} = -\frac{0,327 - 0}{1,434j} = 0,228j \text{ pu}$$

- Corriente de cortocircuito directa (I_k''):

$$I_{ccb} = a^2 * I_d + a * I_i + I_h = 0,666 \text{ pu}$$

$$Ik'' = I_{cca} \times Ib = 0,666 \times 43,3 = \mathbf{28,83 \text{ kA}}$$

- Corriente de cortocircuito de cresta (I_p):

Este valor puede obtenerse a través de la ecuación: $I_p = \kappa 2 Ik''$

Donde κ es un factor que la norma IEC 60909 establece como:

$$k = 1,02 + 0,98e^{-3RX} = 1,02$$

$$RX = \frac{Rk}{Xk} = \frac{0,0000036}{1,51} = 0,00000238$$

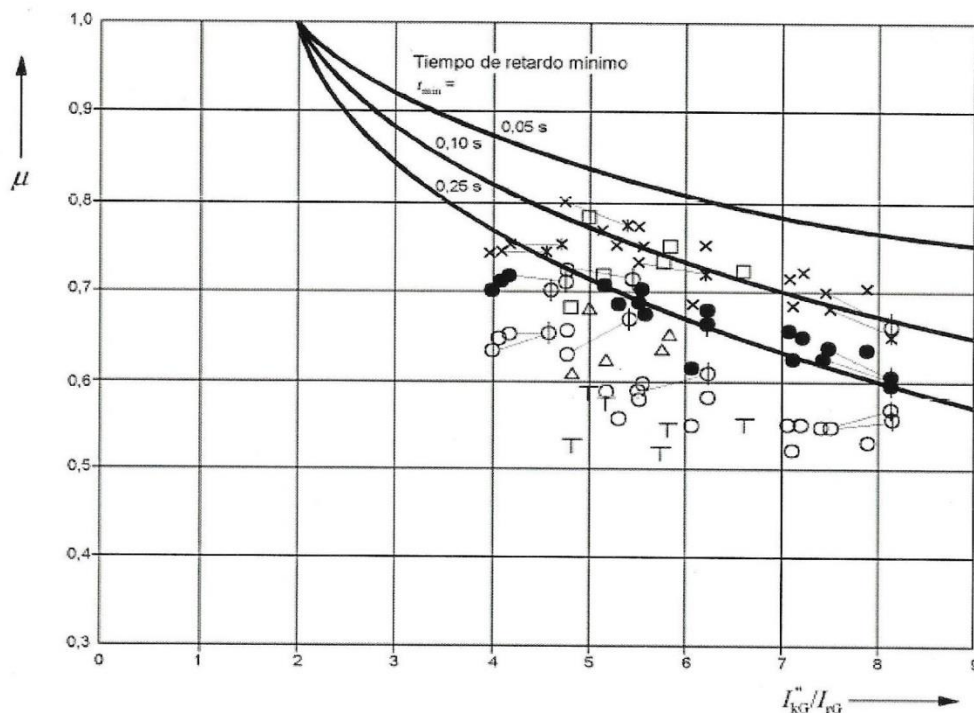
$$I_p = k \times 2 \times Ik'' = 1,02 \times 2 \times 28,83 = \mathbf{58,81 \text{ kA}}$$

- Corriente de cortocircuito simétrica de corte (I_b):

Este valor puede obtenerse a través de la ecuación:

$$I_b = \mu \times Ik'' = 0,9 \times 28,83 \text{ kA} = \mathbf{25,95 \text{ kA}}$$

Donde μ se obtiene de la gráfica siguiente (Figura 35):


Figura 35: Diagrama para obtener μ

El valor obtenido de μ es:

$$\mu = 0,9 \text{ (2,47, } t = 0,25\text{s)}$$

$$\frac{I_k''}{I_{ng}} = \frac{28,83}{11,672} = 2,47$$

$I_{ng} \rightarrow$ Corriente nominal del generador

5.2.5) Resumen componentes simétricas de corrientes de cortocircuito.

KKS	DENOMINACION	Unipolar a Tierra			Bipolar			Bipolar a Tierra		
		I_k'' (kA)	I_p (kA)	I_b (kA)	I_k'' (kA)	I_p (kA)	I_b (kA)	I_k'' (kA)	I_p (kA)	I_b (kA)
CB1BFA10	CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 1	29,10	59,36	26,19	24,74	50,49	22,27	28,83	58,81	25,95

Tabla 30: Corrientes de cortocircuito

Como vemos en la tabla anterior (Tabla 30), la corriente de cortocircuito más desfavorable es la I_k'' (componente directa), por lo tanto la resta de puntos de instalación se realizaran por este método tanto en la hipótesis 1 como en la hipótesis 2. Los cálculos se detallaran en el siguiente punto.

5.2.6) Primera hipótesis: Caso de mantenimiento.

Como estamos en el caso de mantenimiento, empezamos los cálculos partiendo de la base de que no tendremos ni datos del generador, ni de los motores de MT.

Para el cálculo de las impedancias en valores pu necesitaremos los siguientes valores base:

$$S_b = 30 \text{ MVA}$$

$$V_b = 400/17/6,9/0,4 \text{ kV}$$

$$Z_b = \frac{V_b^2}{S_b} = \frac{400^2}{30} / \frac{17^2}{30} / \frac{6,9^2}{30} / \frac{0,4^2}{30} = 5333,33/9,63/1,587 / 0,0053\Omega$$

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} \times V_b} = \frac{30}{\sqrt{3} \times 400} / \frac{30}{\sqrt{3} \times 17} / \frac{30}{\sqrt{3} \times 6,9} / \frac{30}{\sqrt{3} \times 0,4} = 0,043/1,02/2,51/43,30 \text{ kA}$$

5.2.6.1) CALCULO DE IMPEDANCIAS DE LOS PUNTOS DE INSTALACION.

5.2.6.1.1) Cálculo impedancias de la zona común.

Para abreviar los cálculos, calcularemos el inicio de las impedancias ya que será el mismo para todos los distintos puntos a trabajar.



Figura 36: Impedancias comunes de la instalación

Elemento	Descripción
Red	Red del sistema
Zred	Impedancia de la red
Ztbat	Impedancia del transformador principal
Zbaa	Impedancia de la línea de MT (17kV)
Ztbbt	Impedancia del transformador de MT
Zbba	Impedancia de la línea de MT (6,6kV)

Tabla 31: Características de los componentes de la figura 36

5.2.6.1.1.a) Cálculo impedancia de la red:

Datos especificados en la tabla 1.

Impedancia de la RED en pu:

$$X_{RED} = \frac{V_n^2}{S_{cc}} = \frac{400^2}{\sqrt{3} \times V_n \times I_{cc}} = \frac{400^2}{\sqrt{3} \times 400 \times 50} = 4,62j \Omega$$

$$X_{RED, pu} = X_{RED} \times \frac{S_b}{V_b^2} = 4,62 \times \frac{30}{400^2} = 0,000866j$$

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la resistencia en este cálculo

5.2.6.1.1.b) Cálculo impedancia del transformador principal:

Datos especificados en la tabla 8.

Impedancia del transformador en pu:

$$X_{tbat, pu} = \frac{X_{cc}(\%)}{100} \times \frac{V_n^2}{S_n} \times \frac{1}{Z_b} = \frac{14}{100} \times \frac{17^2}{380} \times \frac{1}{9,63} = 0,011j$$

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la resistencia en este cálculo.

5.2.6.1.1.c) Cálculo impedancia del embarrado BAA:

Datos especificados en los anexos

Resistencia de la acometida del embarrado:

$$R_{baa} = R(50Hz, 20^\circ C) \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times l(m) = 5 \cdot 10^{-6} \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times 6(m) = 0,00003 \Omega$$

Reactancia de la acometida del embarrado:

$$X_{baa} = 2 \times \pi \times f \times L \left(\frac{H}{m} \right) \times l(m) = 2 \times \pi \times 50 \times 0,2169 \cdot 10^{-6} \left(\frac{H}{m} \right) \times 6(m) = 0,00041j \Omega$$

Impedancia de la acometida del embarrado:

$$Z_{baa} = X_{baa} = 0,00003 + 0,00041j \Omega$$

$$Z_{baa} = \sqrt{r^2 + i^2} = 0,000411 \Omega$$

Impedancia de la acometida del embarrado en pu:

$$Z_{baa, pu} = Z_{cc}(\Omega) \times \frac{1}{Z_b} = 0,000411 \times \frac{1}{9,63} = 4,26 \cdot 10^{-5} j$$

5.2.6.1.1.d) Cálculo impedancia del transformador auxiliar:

Datos especificados en la tabla 9.

Impedancia del transformador en pu:

$$X_{tbtt, pu} = \frac{X_{cc}(\%)}{100} \times \frac{V_n^2}{S_n} \times \frac{1}{Z_b} = \frac{11}{100} \times \frac{17^2}{30} \times \frac{1}{9,63} = 0,11j$$

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la resistencia en este cálculo.

5.2.6.1.1.e) Cálculo impedancia de la línea BBA:

Datos especificados en los anexos.

Resistencia del embarrado:

$$R_{bba} = R(50Hz, 20^\circ C) \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times l(m) = 0,047 \cdot 10^{-6} \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times 99(m) = 0,0000047\Omega$$

Reactancia de la acometida del embarrado:

$$X_{bba} = 2 \times \pi \times f \times L \left(\frac{H}{m} \right) \times l(m) = 2 \times \pi \times 50 \times 0,312 \cdot 10^{-6} \left(\frac{H}{m} \right) \times 99(m) = 0,0097 j \Omega$$

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la resistencia en este cálculo.

Impedancia de la acometida embarrado:

$$Z_{bba} = X_{bba} = 0,0097 j \Omega$$

Impedancia de la acometida del embarrado en pu:

$$Z_{bba, pu'} = Z_{cc}(\Omega) \times \frac{1}{Z_b} = 0,0097 \times \frac{1}{1,587} = 0,00611 j$$

Como son 6 conductores por fase:

$$Z_{bba, pu} = Z_{bba, pu'} \times \frac{1}{6} = 0,00611 \times \frac{1}{6} = 0,00102 j$$

5.2.6.1.1.f) Cálculo impedancia total de la zona común:

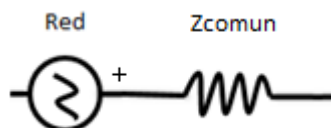


Figura 37: Impedancias equivalente común de la instalación

Impedancia de la zona común en pu:

$$Z_{comun,pu} = X_{comun,pu} = X_{RED,pu} + X_{tbat,pu} + X_{baa,pu} + X_{tbtt,pu} + X_{bba,pu} + X_{tbft,pu} =$$

$$= 0,000866j + 0,011j + 4,26 \cdot 10^{-5}j + 0,11j + 0,00102j = 0,123j$$

Impedancia de la zona común:

$$Z_{comun} = Z_{comun,pu} \times \frac{V_b^2}{S_b} = 0,123 \times \frac{0,4^2}{30} = 0,000656 \Omega$$

- Para las impedancias comunes de los puntos de instalación del sistema 2 serán iguales que las del sistema 1, es decir $Z_{comun}(sistema1) = Z_{comun}(sistema2)$ ya que tanto la red de suministro como los transformadores principales y auxiliares son idénticos.

5.2.6.1.2) Cálculo impedancias del centro de fuerza 41 barra 1.

Datos especificados en la tabla 13 (cable M112) y en los anexos.

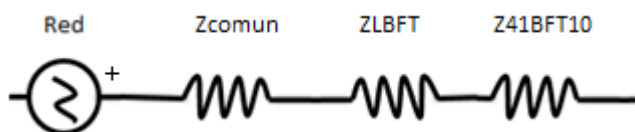


Figura 38: Impedancia centro de fuerza 41 barra 1.

Elemento	Descripción
Red	Red del sistema
Zcomun	Impedancia equivalente de la zona común
ZLBFT	Impedancia de la acometida del transformador
Z41BFT10	Impedancia del transformador de distribución

Tabla 32: Características de los componentes de la figura 38

5.2.6.1.2.a) Cálculo impedancia transformador 41BFT10:

- Impedancia de la acometida del transformador en pu:

Resistencia de la acometida del embarrado:

$$RLBFT = R(50Hz, 20^{\circ}C) \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times l(m) = 0,153 \cdot 10^{-6} \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times 45,4(m) = 0,00000695\Omega$$

Reactancia de la acometida del embarrado:

$$XLBFT = 2 \times \pi \times f \times L \left(\frac{H}{m} \right) \times l(m) = 2 \times \pi \times 50 \times 0,370 \cdot 10^{-6} \left(\frac{H}{m} \right) \times 45,4(m) = 0,0053 j \Omega$$

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la resistencia en este cálculo.

Impedancia de la acometida del embarrado:

$$ZLBFT = XLBFT = 0,0053 j \Omega$$

Impedancia de la acometida del embarrado en pu:

$$XLBFT, pu = Xcc(\Omega) \times \frac{1}{Zb} = 0,0053 \times \frac{1}{1,587} = 0,00334j$$

- Impedancia del transformador en pu:

$$XTBFT, pu = \frac{Xcc(\%)}{100} \times \frac{Vn^2}{Sn} \times \frac{1}{Zb} = \frac{9,5}{100} \times \frac{0,4^2}{2} \times \frac{1}{0,0053} = 1,434j$$

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la resistencia en este cálculo.

5.2.6.1.2.b) Cálculo impedancia del centro de fuerza 41 barra 1:

Impedancia del centro de fuerza 41 barra 1 en pu:

$$Z_{eq41BFA10,pu} = X_{eq41BFA10,pu} = X_{comun,pu} + X_{LBFT,pu} + X_{TBFT,pu} =$$

$$= 0,123 j + 0,00334 j + 1,434 j = 1,56 j$$

Impedancia del centro de fuerza 41 barra 1:

$$Z_{eq41BFA10} = Z_{eq41BFA10,pu} \times \frac{V_b^2}{S_b} = 2,99 \times \frac{0,4^2}{30} = 0,016 \Omega$$

5.2.6.1.3) Cálculo impedancias del centro de fuerza 41 barra 2.

Datos especificados en la tabla 13 (cable M112) y en los anexos.

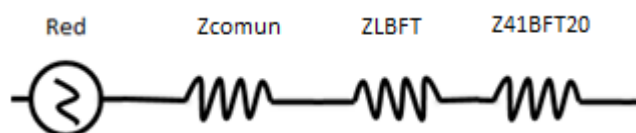


Figura 39: Impedancia centro de fuerza 41 barra 2.

Elemento	Descripción
Red	Red del sistema
Zcomun	Impedancia equivalente de la zona común
ZLBFT	Impedancia de la acometida del transformador
Z41BFT20	Impedancia del transformador de distribución

Tabla 33: Características de los componentes de la figura 39

5.2.6.1.3.a) Cálculo impedancia transformador 41BFT20:

- Impedancia de la acometida del transformador en pu:

Resistencia de la acometida del embarrado:

$$R_{LBFT} = R(50Hz, 20^{\circ}C) \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times l(m) = 0,153 \cdot 10^{-6} \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times 20,8(m) = 0,00000318 \Omega$$

Reactancia de la acometida del embarrado:

$$X_{LBFT} = 2 \times \pi \times f \times L \left(\frac{H}{m} \right) \times l(m) = 2 \times \pi \times 50 \times 0,370 \cdot 10^{-6} \left(\frac{H}{m} \right) \times 20,8(m) = 0,0024 \Omega$$

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la resistencia en este cálculo.

Impedancia de la acometida del embarrado:

$$Z_{LBFT} = X_{LBFT} = 0,0024 j \Omega$$

Impedancia de la acometida del embarrado en pu:

$$X_{LBFT, pu} = X_{cc}(\Omega) \times \frac{1}{Z_b} = 0,0024 \times \frac{1}{1,587} = 0,0015 j$$

- Impedancia del transformador en pu:

$$X_{TBFT, pu} = \frac{X_{cc}(\%)}{100} \times \frac{V_n^2}{S_n} \times \frac{1}{Z_b} = \frac{9,5}{100} \times \frac{0,4^2}{2} \times \frac{1}{0,0053} = 1,434 j$$

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la resistencia en este cálculo.

5.2.6.1.3.b) Cálculo impedancia del centro de fuerza 41 barra 2:

Impedancia del centro de fuerza 41 barra 2 en pu:

$$\begin{aligned} Z_{eq41BFA20, pu} &= X_{eq41BFA20, pu} = X_{comun, pu} + X_{LBFT, pu} + X_{TBFT, pu} = \\ &= 0,123 j + 0,0015 j + 1,434 j = 1,56 j \end{aligned}$$

Impedancia del centro de fuerza 41 barra 1:

$$Z_{eq41BFA20} = Z_{eq41BFA20, pu} \times \frac{V_b^2}{S_b} = 1,56 \times \frac{0,4^2}{30} = 0,0083 \Omega$$

5.2.6.1.4) Cálculo impedancias del centro de fuerza 42 barra 1.

Datos especificados en la tabla 10 (cable M112) y en los anexos.

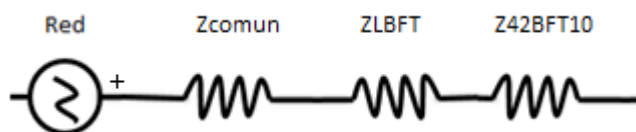


Figura 40: Impedancia centro de fuerza 42 barra 1.

Elemento	Descripción
Red	Red del sistema
Zcomun	Impedancia equivalente de la zona común
ZLBFT	Impedancia de la acometida del transformador
Z42BFT10	Impedancia del transformador de distribución

Tabla 34: Características de los componentes de la figura 40

5.2.6.1.4.a) Cálculo impedancia transformador 42BFT10:

- Impedancia de la acometida del transformador en pu:

Resistencia de la acometida del embarrado:

$$RLBFT = R(50Hz, 20^{\circ}C) \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times l(m) = 0,153 \cdot 10^{-6} \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times 39,4(m) = 0,000006\Omega$$

Reactancia de la acometida del embarrado:

$$XLBFT = 2 \times \pi \times f \times L \left(\frac{H}{m} \right) \times l(m) = 2 \times \pi \times 50 \times 0,370 \cdot 10^{-3} \left(\frac{H}{m} \right) \times 39,4(m) = 0,00458 j \Omega$$

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la resistencia en este cálculo.

Impedancia de la acometida del embarrado:

$$ZLBFT = XLBFT = 0,00458j \Omega$$

Impedancia de la acometida del embarrado en pu:

$$XLBFT, pu = Xcc(\Omega) \times \frac{1}{Zb} = 0,00458 \times \frac{1}{1,587} = 0,00289 j$$

- Impedancia del transformador en pu:

$$X_{TBFT, pu} = \frac{X_{cc}(\%)}{100} \times \frac{V_n^2}{S_n} \times \frac{1}{Z_b} = \frac{9,5}{100} \times \frac{0,4^2}{2} \times \frac{1}{0,0053} = 1,434j$$

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la resistencia en este cálculo.

5.2.6.1.4.b) Cálculo impedancia del centro de fuerza 42 barra 1:

Impedancia del centro de fuerza 42 barra 1 en pu:

$$\begin{aligned} Z_{eq42BFA10, pu} &= X_{eq42BFA10, pu} = X_{comun, pu} + X_{LBFT, pu} + X_{TBFT, pu} = \\ &= 0,123 j + 0,00289 j + 1,434 j = 1,56 j \end{aligned}$$

Impedancia del centro de fuerza 41 barra 1:

$$Z_{eq42BFA10} = Z_{eq42BFA10, pu} \times \frac{V_b^2}{S_b} = 1,56 \times \frac{0,4^2}{30} = 0,0083 \Omega$$

5.2.6.1.5) Cálculo impedancias del centro de fuerza 42 barra 2.

Datos especificados en la tabla 10 (cable M112) y en los anexos.

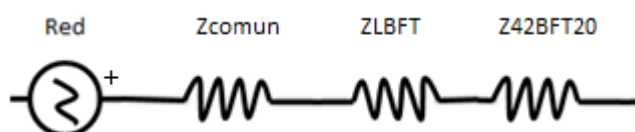


Figura 41: Impedancia centro de fuerza 42 barra 2.

Elemento	Descripción
Red	Red del sistema
Zcomun	Impedancia equivalente de la zona común
ZLBFT	Impedancia de la acometida del transformador
Z42BFT20	Impedancia del transformador de distribución

Tabla 35: Características de los componentes de la figura 41

5.2.6.1.5.a) Cálculo impedancia transformador 42BFT20:

- Impedancia de la acometida del transformador en pu:

Resistencia de la acometida del embarrado:

$$RLBFT = R(50Hz, 20^{\circ}C) \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times l(m) = 0,153 \cdot 10^{-6} \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times 21,7(m) = 0,0000033\Omega$$

Reactancia de la acometida del embarrado:

$$XLBFT = 2 \times \pi \times f \times L \left(\frac{H}{m} \right) \times l(m) = 2 \times \pi \times 50 \times 0,370 \cdot 10^{-6} \left(\frac{H}{m} \right) \times 21,7(m) = 0,00252 j \Omega$$

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la resistencia en este cálculo.

Impedancia de la acometida del embarrado:

$$ZLBFT = XLBFT = 0,00252j \Omega$$

Impedancia de la acometida del embarrado en pu:

$$XLBFT, pu = Xcc(\Omega) \times \frac{1}{Zb} = 0,00252 \times \frac{1}{1,587} = 0,0016 j$$

- Impedancia del transformador en pu:

$$XTBFT, pu = \frac{Xcc(\%)}{100} \times \frac{Vn^2}{Sn} \times \frac{1}{Zb} = \frac{9,5}{100} \times \frac{0,4^2}{2} \times \frac{1}{0,0053} = 1,434j$$

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la resistencia en este cálculo.

5.2.6.1.5.b) Cálculo impedancia del centro de fuerza 42 barra 2:

Impedancia del centro de fuerza 42 barra 2 en pu:

$$\begin{aligned} Zeq42BFA20, pu &= Xeq42BFA20, pu = Xcomun, pu + XLBFT, pu + XTBFT, pu = \\ &= 0,123 j + 0,0016 j + 1,434 j = 1,56j \end{aligned}$$

Impedancia del centro de fuerza 42 barra 2:

$$Z_{eq42BFA20} = Z_{eq42BFA20,pu} \times \frac{V_b^2}{S_b} = 1,56 \times \frac{0,4^2}{30} = 0,0083 \Omega$$

5.2.6.1.6) Cálculo impedancias del centro de fuerza 44 barra 1.

Datos especificados en la tabla 10 (cable M112) y en los anexos.

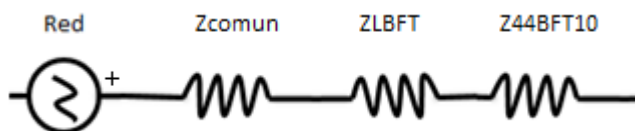


Figura 42: Impedancia centro de fuerza 44 barra 1.

Elemento	Descripción
Red	Red del sistema
Zcomun	Impedancia equivalente de la zona común
ZLBFT	Impedancia de la acometida del transformador
Z44BFT10	Impedancia del transformador de distribución

Tabla 36: Características de los componentes de la figura 42

5.2.6.1.6.a) Cálculo impedancia transformador 44BFT10:

- Impedancia de la acometida del transformador en pu:

Resistencia de la acometida del embarrado:

$$R_{LBFT} = R(50Hz, 20^{\circ}C) \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times l(m) = 0,153 \cdot 10^{-6} \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times 38,6(m) = 0,0000059\Omega$$

Reactancia de la acometida del embarrado:

$$X_{LBFT} = 2 \times \pi \times f \times L \left(\frac{H}{m} \right) \times l(m) = 2 \times \pi \times 50 \times 0,370 \cdot 10^{-6} \left(\frac{H}{m} \right) \times 38,6(m) = 0,00449 j \Omega$$

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la resistencia en este cálculo.

Impedancia de la acometida del embarrado:

$$ZLBFT = XLBFT = 0,00449j \Omega$$

Impedancia de la acometida del embarrado en pu:

$$XLBFT, pu = Xcc(\Omega) \times \frac{1}{Zb} = 0,00449 \times \frac{1}{1,587} = 0,0028 j$$

- Impedancia del transformador en pu:

$$XTBFT, pu = \frac{Xcc(\%)}{100} \times \frac{Vn^2}{Sn} \times \frac{1}{Zb} = \frac{9,5}{100} \times \frac{0,4^2}{2} \times \frac{1}{0,0053} = 1,434j$$

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la resistencia en este cálculo.

5.2.6.1.6.b) Cálculo impedancia del centro de fuerza 44 barra 1:

Impedancia del centro de fuerza 44 barra 1 en pu:

$$\begin{aligned} Zeq44BFA10, pu &= Xeq44BFA10, pu = Xcomun, pu + XLBFT, pu + XTBFT, pu = \\ &= 0,123 j + 0,0028 j + 1,434 j = 1,56 j \end{aligned}$$

Impedancia del centro de fuerza 41 barra 1:

$$Zeq44BFA10 = Zeq44BFA10, pu \times \frac{Vb^2}{sb} = 1,56 \times \frac{0,4^2}{30} = 0,0083 \Omega$$

5.2.6.1.7) Cálculo impedancias del centro de fuerza 44 barra 2.

Datos especificados en la tabla 10 (cable M112) y en los anexos.

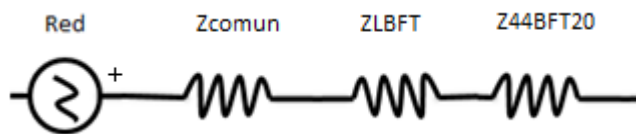


Figura 43: Impedancia centro de fuerza 44 barra 2.

Elemento	Descripción
Red	Red del sistema
Zcomun	Impedancia equivalente de la zona común
ZLBFT	Impedancia de la acometida del transformador
Z44BFT20	Impedancia del transformador de distribución

Tabla 37: Características de los componentes de la figura 43

5.2.6.1.7.a) Cálculo impedancia transformador 44BFT20:

- Impedancia de la acometida del transformador en pu:

Resistencia de la acometida del embarrado:

$$RLBFT = R(50Hz, 20^{\circ}C) \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times l(m) = 0,153 \cdot 10^{-6} \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times 11,1(m) = 0,0000017 \Omega$$

Reactancia de la acometida del embarrado:

$$XLBFT = 2 \times \pi \times f \times L \left(\frac{H}{m} \right) \times l(m) = 2 \times \pi \times 50 \times 0,370 \cdot 10^{-6} \left(\frac{H}{m} \right) \times 11,1(m) = 0,0013 j \Omega$$

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la resistencia en este cálculo.

Impedancia de la acometida del embarrado:

$$ZLBFT = XLBFT = 0,0013 j \Omega$$

Impedancia de la acometida del embarrado en pu:

$$XLBFT, pu = Xcc(\Omega) \times \frac{1}{Zb} = 0,0013 \times \frac{1}{1,587} = 0,00082 j$$

- Impedancia del transformador en pu:

$$XTBFT, pu = \frac{X_{cc}(\%)}{100} \times \frac{Vn^2}{S_n} \times \frac{1}{Z_b} = \frac{9,5}{100} \times \frac{0,4^2}{2} \times \frac{1}{0,0053} = 1,434j$$

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la resistencia en este cálculo.

5.2.6.1.7.b) Cálculo impedancia del centro de fuerza 44 barra 2:

Impedancia del centro de fuerza 44 barra 2 en pu:

$$\begin{aligned} Zeq44BFA20, pu &= Xeq44BFA20, pu = Xcomun, pu + XLBFT, pu + XTBFT, pu = \\ &= 0,123 j + 0,00082 j + 1,434 j = 1,56 j \end{aligned}$$

Impedancia del centro de fuerza 41 barra 1:

$$Zeq44BFA20 = Zeq44BFA20, pu \times \frac{Vb^2}{S_b} = 1,56 \times \frac{0,4^2}{30} = 0,0083 \Omega$$

5.2.6.1.8) Cálculo impedancias del cuadro 10 distribución esenciales.

Datos especificados en la tabla 10 (cable M112) y en los anexos.

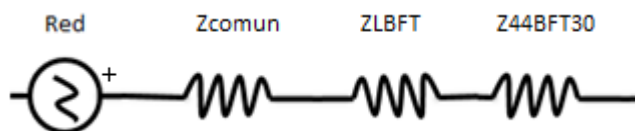


Figura 44: Impedancia del cuadro 10 distribución esenciales.

Elemento	Descripción
Red	Red del sistema
Zcomun	Impedancia equivalente de la zona común
ZLBFT	Impedancia de la acometida del transformador
Z44BFT30	Impedancia del transformador de distribución

Tabla 38: Características de los componentes de la figura 44

5.2.6.1.8.a) Cálculo impedancia transformador 44BFT30:

- Impedancia de la acometida del transformador en pu:

Resistencia del embarrado:

$$RLBFT = R(50Hz, 20^{\circ}C) \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times l(m) = 0,153 \cdot 10^{-6} \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times 23,1(m) = 0,0000035 \Omega$$

Reactancia del embarrado:

$$XLBFT = 2 \times \pi \times f \times L \left(\frac{H}{m} \right) \times l(m) = 2 \times \pi \times 50 \times 0,370 \cdot 10^{-6} \left(\frac{H}{m} \right) \times 23,1(m) = 0,00269 j \Omega$$

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la resistencia en este cálculo.

Impedancia del embarrado:

$$ZLBFT = XLBFT = 0,00269 j \Omega$$

Impedancia del embarrado en pu:

$$XLBFT, pu = Xcc(\Omega) \times \frac{1}{Zb} = 0,00269 \times \frac{1}{1,587} = 0,0017 j$$

- Impedancia del transformador en pu:

$$XTBFT, pu = \frac{Xcc(\%)}{100} \times \frac{Vn^2}{Sn} \times \frac{1}{Zb} = \frac{9,5}{100} \times \frac{0,4^2}{2} \times \frac{1}{0,0053} = 1,434j$$

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la resistencia en este cálculo.

5.2.6.1.8.b) Cálculo impedancia del cuadro 10 distribución esenciales:

Impedancia del cuadro 10 distribución esenciales en pu:

$$\begin{aligned} Zeqcuadro10de, pu &= Xeqcuadro10de, pu = Xcomun, pu + XLBFT, pu + XTBFT, pu = \\ &= 0,123 j + 0,0017 j + 1,434 j = 1,56 j \end{aligned}$$

Impedancia del cuadro 20 distribución esenciales:

$$Z_{eqcuadro10de} = Z_{eqcuadro10de,pu} \times \frac{V_b^2}{S_b} = 1,56 \times \frac{0,4^2}{30} = 0,0083 \Omega$$

5.2.6.1.9) Cálculo impedancias del cuadro 20 distribución esenciales.

Datos especificados en la tabla 10 (cable M112) y en los anexos.

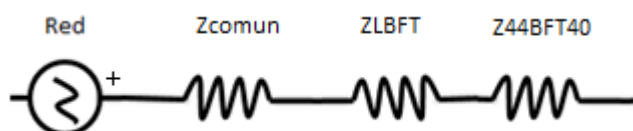


Figura 45: Impedancia del cuadro 20 distribución esenciales.

Elemento	Descripción
Red	Red del sistema
Zcomun	Impedancia equivalente de la zona común
ZLBFT	Impedancia de la acometida del transformador
Z44BFT40	Impedancia del transformador de distribución

Tabla 39: Características de los componentes de la figura 45

5.2.6.1.9.a) Cálculo impedancia transformador 44BFT40:

- Impedancia de la acometida del transformador en pu:

Resistencia de la acometida del embarrado:

$$R_{LBFT} = R(50Hz, 20^{\circ}C) \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times l(m) = 0,153 \cdot 10^{-6} \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times 27,9(m) = 0,0000043 \Omega$$

Reactancia de la acometida del embarrado:

$$X_{LBFT} = 2 \times \pi \times f \times L \left(\frac{H}{m} \right) \times l(m) = 2 \times \pi \times 50 \times 0,370 \cdot 10^{-6} \left(\frac{H}{m} \right) \times 27,9(m) = 0,00324 j \Omega$$

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la resistencia en este cálculo.

Impedancia de la acometida del embarrado:

$$ZLBFT = XLBFT = 0,00324 j \Omega$$

Impedancia de la acometida del embarrado en pu:

$$XLBFT, pu = Xcc(\Omega) \times \frac{1}{Zb} = 0,00324 \times \frac{1}{1,587} = 0,002j$$

- Impedancia del transformador en pu:

$$XTBFT, pu = \frac{Xcc(\%)}{100} \times \frac{Vn^2}{Sn} \times \frac{1}{Zb} = \frac{9,5}{100} \times \frac{0,4^2}{2} \times \frac{1}{0,0053} = 1,434j$$

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la resistencia en este cálculo.

5.2.6.1.9.b) Cálculo impedancia del cuadro 20 distribución esenciales:

Impedancia del cuadro 20 distribución esenciales en pu:

$$\begin{aligned} Zeqcuadro20de, pu &= Xeqcuadro20de, pu = Xcomun, pu + XLBFT, pu + XTBFT, pu = \\ &= 0,123 j + 0,002 j + 1,434 j = 1,56 j \end{aligned}$$

Impedancia del cuadro 20 distribución esenciales:

$$Zeqcuadro20de = Zeqcuadro20de, pu \times \frac{Vb^2}{Sb} = 1,56 \times \frac{0,4^2}{30} = 0,0083 \Omega$$

5.2.6.1.10) Cálculo impedancias del centro de control de motores caldera 1.

Datos especificados en la tabla 10 (cable B118) y en los anexos.



Figura 46: Impedancia del centro de control de motores caldera 1.

Elemento	Descripción
Red	Red del sistema
Zcomun	Impedancia equivalente de la zona común
ZLBFT	Impedancia de la acometida del transformador
ZTBFT	Impedancia del transformador de distribución
ZLBJA	Impedancia de la acometida del centro de motores caldera 1.

Tabla 40: Características de los componentes de la figura 46

5.2.6.1.10.a) Cálculo impedancia línea BJA:

Como este punto de la instalación se puede alimentar desde el sistema 1 o del sistema 2 (Figura 47), se procederá a realizar el cálculo desde los dos puntos y nos quedaremos con el más desfavorable:

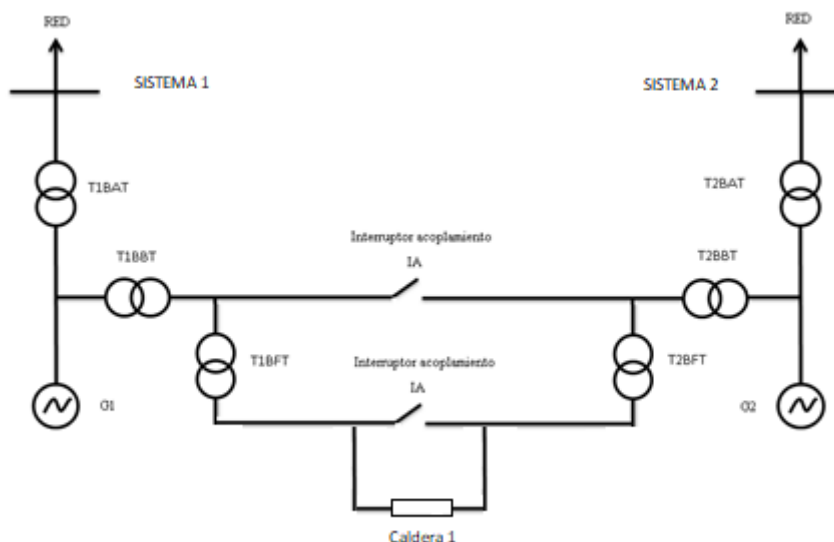


Figura 47: Esquema del centro de control de motores caldera 1.

- ❖ Desde el sistema 1:

- Impedancia de la acometida en pu:

Resistencia de la acometida del embarrado:

$$RLBJA = R(50Hz, 20^{\circ}C) \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times l(m) = 0,0991 \cdot 10^{-3} \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times 147(m) = 0,0146\Omega$$

Reactancia de la acometida del embarrado:

$$XLBJA = 2 \times \pi \times f \times L \left(\frac{H}{m} \right) \times l(m) = NULA$$

El fabricante no indica datos sobre la inductancia del cable, por lo tanto la despreciamos.

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la reactancia en este cálculo.

Impedancia de la acometida del embarrado:

$$ZLBJA = RLBJA = 0,0146 \Omega$$

Impedancia de la acometida del embarrado en pu:

$$RLBJA,pu = Rcc(\Omega) \times \frac{1}{Zb} = 0,0146 \times \frac{1}{0,0053} = 2,75$$

❖ Desde el sistema 2:

- Impedancia de la acometida en pu:

Resistencia de la acometida del embarrado:

$$RLBJA = R(50Hz, 20^{\circ}C) \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times l(m) = 0,0991 \cdot 10^{-3} \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times 194(m) = 0,019 \Omega$$

Reactancia de la acometida del embarrado:

$$XLBJA = 2 \times \pi \times f \times L \left(\frac{H}{m} \right) \times l(m) = NULA$$

El fabricante no indica datos sobre la inductancia del cable, por lo tanto la despreciamos.

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la reactancia en este cálculo.

Impedancia del embarrado:

$$ZLBJA = RLBJA = 0,019 \Omega$$

Impedancia del embarrado en pu:

$$RLBJA,pu = Rcc(\Omega) \times \frac{1}{Zb} = 0,019 \times \frac{1}{0,0053} = 3,58$$

Por lo tanto nos quedaremos con la $RLBJA,pu = 3,58$ (sistema 2) que es mas desfavorable.

5.2.6.1.10.b) Cálculo impedancia del centro de control de motores caldera 1:

Impedancia del centro de control de motores caldera 1 en pu:

$$\begin{aligned} Zeqcaldera1,pu &= Reqcaldera1,pu = Xeq42BFA10,pu + RTBJA,pu = \\ &= 3,58 + 1,56j \end{aligned}$$

$$Zeqcaldera1(modulo,pu) = \sqrt{r^2 + i^2} = \sqrt{3,58^2 + 1,56^2} = 3,91$$

Impedancia del centro de control de motores caldera 1:

$$Zeqcaldera1 = Zeqcaldera1,pu \times \frac{vb^2}{sb} = 3,91 \times \frac{0,4^2}{30} = 0,021 \Omega$$

5.2.6.1.11) Cálculo impedancias del centro de control de motores caldera 2.

Datos especificados en la tabla 10 (cable B140/B115) y en los anexos.



Figura 48: Impedancia del centro de control de motores caldera 2.

Elemento	Descripción
Red	Red del sistema
Zcomun	Impedancia equivalente de la zona común
ZLBFT	Impedancia de la acometida del transformador
ZTBFT	Impedancia del transformador de distribución

ZLBJA	Impedancia de la acometida del centro de motores caldera 2.
--------------	---

Tabla 41: Características de los componentes de la figura 48

5.2.6.1.11.a) Cálculo impedancia línea BJA:

Como este punto de la instalación se puede alimentar desde el sistema 1 o del sistema 2 (Figura 49), se procederá a realizar el cálculo desde los dos puntos y nos quedaremos con el más desfavorable:

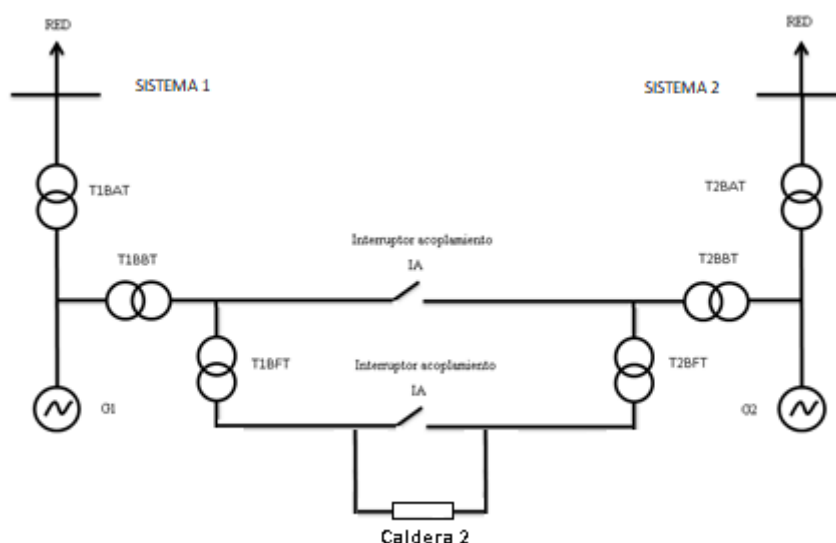


Figura 49: Esquema del centro de control de motores caldera 2.

❖ Desde el sistema 1:

- Impedancia de la acometida en pu:

Resistencia de la acometida del embarrado:

$$RLBJA = R(50Hz, 20^{\circ}C) \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times l(m) = 0,047 \cdot 10^{-3} \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times 150(m) = 0,00705 \Omega$$

Reactancia de la acometida del embarrado:

$$XLBJA = 2 \times \pi \times f \times L \left(\frac{H}{m} \right) \times l(m) = NULA$$

El fabricante no indica datos sobre la inductancia del cable, por lo tanto la despreciamos.

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la reactancia en este cálculo.

Impedancia de la acometida del embarrado:

$$ZLBJA = RLBJA = 0,00705 \, \Omega$$

Impedancia de la acometida del embarrado en pu:

$$RLBJA,pu = Rcc(\Omega) \times \frac{1}{Zb} = 0,00705 \times \frac{1}{0,0053} = 1,33$$

❖ Desde el sistema 2:

- Impedancia de la acometida en pu:

Resistencia de la acometida del embarrado:

$$RLBJA' = R(50Hz, 20^{\circ}C) \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times l(m) = 0,124 \cdot 10^{-3} \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times 153(m) = 0,019 \, \Omega$$

Como hay dos conductores por fase:

$$RLBJA = \frac{0,019}{2} = 0,0095 \, \Omega$$

Reactancia de la acometida del embarrado:

$$XLBJA = 2 \times \pi \times f \times L \left(\frac{H}{m} \right) \times l(m) = NULA$$

El fabricante no indica datos sobre la inductancia del cable, por lo tanto la despreciamos.

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la reactancia en este cálculo.

Impedancia del embarrado:

$$ZLBJA = RLBJA = 0,0095 \, \Omega$$

Impedancia del embarrado en pu:

$$RLBJA,pu = Rcc(\Omega) \times \frac{1}{Zb} = 0,0095 \times \frac{1}{0,0053} = 1,79$$

Por lo tanto nos quedaremos con la $RLBJA, pu = 1,79$ (sistema 2) que es mas desfavorable.

5.2.6.1.11.b) Cálculo impedancia del centro de control de motores caldera 2:

Impedancia del centro de control de motores caldera 2 en pu:

$$\begin{aligned} Zeqcaldera2, pu &= Reqcaldera2, pu + Xeq42BFA20, pu + RTBJA, pu = \\ &= 1,79 + 1,56 j \end{aligned}$$

$$Zeqcaldera2(modulo, pu) = \sqrt{r^2 + i^2} = \sqrt{1,79^2 + 1,56^2} = 2,37$$

Impedancia del centro de control de motores caldera 2:

$$Zeqcaldera2 = Zeqcaldera2, pu \times \frac{Vb^2}{Sb} = 2,37 \times \frac{0,4^2}{30} = 0,0127 \Omega$$

5.2.6.1.12) Cálculo impedancias del centro control motores 10 turbina vapor.

Datos especificados en la tabla 10 (cable B130) y en los anexos.



Figura 50: Impedancia del centro de control de motores 10 turbina vapor.

Elemento	Descripción
Red	Red del sistema
Zcomun	Impedancia equivalente de la zona común
ZLBFT	Impedancia de la acometida del transformador
ZTBFT	Impedancia del transformador de distribución
ZLBJA	Impedancia de la acometida del centro de motores 10 turbinas vapor.

Tabla 42: Características de los componentes de la figura 50

5.2.6.1.12.a) Cálculo impedancia línea BJA:

- Impedancia de la acometida en pu:

Resistencia de la acometida del embarrado:

$$RLBJA = R(50Hz, 20^{\circ}C) \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times l(m) = 0,0601 \cdot 10^{-3} \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times 40(m) = 0,0024 \Omega$$

Reactancia de la acometida del embarrado:

$$XLBJA = 2 \times \pi \times f \times L \left(\frac{H}{m} \right) \times l(m) = NULA$$

El fabricante no indica datos sobre la inductancia del cable, por lo tanto la despreciamos.

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la reactancia en este cálculo.

Impedancia de la acometida del embarrado:

$$ZLBJA = RLBJA = 0,0024 \Omega$$

Impedancia de la acometida del embarrado en pu:

$$RLBJA, pu = Rcc(\Omega) \times \frac{1}{Zb} = 0,0024 \times \frac{1}{0,0053} = 0,453$$

5.2.6.1.12.b) Cálculo impedancia del centro de control de motores 10 turbina vapor:

Impedancia del centro de control de motores 10 turbina vapor en pu:

$$\begin{aligned} Zeq10TurbVap, pu &= Req10TurbVap, pu = Xeq44BFA10, pu + RTBJA, pu = \\ &= 0,453 + 1,56 j \end{aligned}$$

$$Zeqcaldera1(modulo, pu) = \sqrt{r^2 + i^2} = \sqrt{0,453^2 + 1,56^2} = 1,62$$

Impedancia del centro de control de motores 10 turbina vapor:

$$Zeq10TurbVap = Zeq10TurbVap, pu \times \frac{Vb^2}{Sb} = 1,62 \times \frac{0,4^2}{30} = 0,00866 \Omega$$

5.2.6.1.13) Cálculo impedancias del centro control motores 20 turbina vapor.

Datos especificados en la tabla 10 (cable B140) y en los anexos.



Figura 51: Impedancia del centro de control de motores 20 turbina vapor.

Elemento	Descripción
Red	Red del sistema
Zcomun	Impedancia equivalente de la zona común
ZLBFT	Impedancia de la acometida del transformador
ZTBFT	Impedancia del transformador de distribución
ZLBJA	Impedancia de la acometida del centro de motores 20 turbinas vapor.

Tabla 43: Características de los componentes de la figura 51

5.2.6.1.13.a) Cálculo impedancia línea BJA:

- Impedancia de la acometida en pu:

Resistencia de la acometida del embarrado:

$$RLBJA = R(50Hz, 20^{\circ}C) \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times l(m) = 0,0991 \cdot 10^{-3} \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times 38(m) = 0,00377 \Omega$$

Reactancia de la acometida del embarrado:

$$XLBJA = 2 \times \pi \times f \times L \left(\frac{H}{m} \right) \times l(m) = NULA$$

El fabricante no indica datos sobre la inductancia del cable, por lo tanto la despreciamos.

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la reactancia en este cálculo.

Impedancia de la acometida del embarrado:

$$ZLBJA = RLBJA = 0,00377 \Omega$$

Impedancia de la acometida del embarrado en pu:

$$RLBJA,pu = Rcc(\Omega) \times \frac{1}{Zb} = 0,00377 \times \frac{1}{0,0053} = 0,711$$

5.2.6.1.13.b) Cálculo impedancia del centro de control de motores 20 turbina vapor:

Impedancia del centro de control de motores 20 turbina vapor en pu:

$$Zeq20TurbVap,pu = Req20TurbVap,pu = Xeq44BFA20,pu + RTBJA,pu =$$

$$= 0,711 + 1,56 j$$

$$Zeqcaldera1(modulo,pu) = \sqrt{r^2 + i^2} = \sqrt{0,711^2 + 1,56^2} = 1,71$$

Impedancia del centro de control de motores 20 turbina vapor:

$$Zeq10TurbVap = Zeq10TurbVap,pu \times \frac{Vb^2}{Sb} = 1,71 \times \frac{0,4^2}{30} = 0,0091 \Omega$$

5.2.6.1.14) Cálculo impedancias del centro control motores 10 BOP.

Datos especificados en la tabla 10 (cable B140) y en los anexos.



Figura 52: Impedancia del centro de control de motores 10 BOP.

Elemento	Descripción
Red	Red del sistema
Zcomun	Impedancia equivalente de la zona común
ZLBFT	Impedancia de la acometida del transformador
ZTBFT	Impedancia del transformador de distribución
ZLBJA	Impedancia de la acometida del centro de motores 10 BOP.

Tabla 44: Características de los componentes de la figura 52

5.2.6.1.14.a) Cálculo impedancia línea BJA:

- Impedancia de la acometida en pu:

Resistencia de la acometida del embarrado:

$$RLBJA' = R(50Hz, 20^{\circ}C) \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times l(m) = 0,047 \cdot 10^{-3} \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times 45(m) = 0,0021 \Omega$$

Como hay tres conductores por fase:

$$RLBJA = \frac{0,0021}{3} = 0,0007 \Omega$$

Reactancia de la acometida del embarrado:

$$XLBJA = 2 \times \pi \times f \times L \left(\frac{H}{m} \right) \times l(m) = NULA$$

El fabricante no indica datos sobre la inductancia del cable, por lo tanto la despreciamos.

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la reactancia en este cálculo.

Impedancia de la acometida del embarrado:

$$ZLBJA = RLBJA = 0,0007 \Omega$$

Impedancia de la acometida del embarrado en pu:

$$RLBJA, pu = Rcc(\Omega) \times \frac{1}{Zb} = 0,0007 \times \frac{1}{0,0053} = 0,132$$

5.2.6.1.14.b) Cálculo impedancia del centro de control de motores 10 BOP:

Impedancia del centro de control de motores 10 BOP en pu:

$$\begin{aligned} Zeq10TurbVap, pu &= Req10TurbVap, pu = Xeq44BFA10, pu + RTBJA, pu = \\ &= 0,132 + 1,56 j \end{aligned}$$

$$Zeqcaldera1(modulo, pu) = \sqrt{r^2 + i^2} = \sqrt{0,132^2 + 1,56^2} = 1.57$$

Impedancia del centro de control de motores 10 BOP:

$$Z_{eq10TurbVap} = Z_{eq10TurbVap,pu} \times \frac{V_b^2}{S_b} = 1,57 \times \frac{0,4^2}{30} = 0,0083 \, \Omega$$

5.2.6.1.15) Cálculo impedancias del centro control motores 20 BOP.

Datos especificados en la tabla 10 (cable B140) y en los anexos.



Figura 53: Impedancia del centro de control de motores 20 BOP.

Elemento	Descripción
Red	Red del sistema
Zcomun	Impedancia equivalente de la zona común
ZLBFT	Impedancia de la acometida del transformador
ZTBFT	Impedancia del transformador de distribución
ZLBJA	Impedancia de la acometida del centro de motores 20 BOP.

Tabla 45: Características de los componentes de la figura 53

5.2.6.1.15.a) Cálculo impedancia línea BJA:

- Impedancia de la acometida en pu:

Resistencia de la acometida del embarrado:

$$RLBJA' = R(50Hz, 20^{\circ}C) \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times l(m) = 0,047 \cdot 10^{-3} \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times 37(m) = 0,0017 \, \Omega$$

Como hay tres conductores por fase:

$$RLBJA = \frac{0,0017}{3} = 0,00056 \, \Omega$$

Reactancia de la acometida del embarrado:

$$XLBJA = 2 \times \pi \times f \times L \left(\frac{H}{m} \right) \times l(m) = NULA$$

El fabricante no indica datos sobre la inductancia del cable, por lo tanto la despreciamos.

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la reactancia en este cálculo.

Impedancia de la acometida del embarrado:

$$ZLBJA = RLBJA = 0,00056 \, \Omega$$

Impedancia de la acometida del embarrado en pu:

$$RLBJA,pu = Rcc(\Omega) \times \frac{1}{Zb} = 0,00056 \times \frac{1}{0,0053} = 0,107$$

5.2.6.1.15.b) Cálculo impedancia del centro de control de motores 20 BOP:

Impedancia del centro de control de motores 20 BOP en pu:

$$\begin{aligned} Zeq20TurbVap,pu &= Req20TurbVap,pu = Xeq44BFA10,pu + RTBJA,pu = \\ &= 0,107 + 1,56j \end{aligned}$$

$$Zeq20TurbVap(modulo,pu) = \sqrt{r^2 + i^2} = \sqrt{0,107^2 + 1,56^2} = 1,56$$

Impedancia del centro de control de motores 20 BOP:

$$Zeq20TurbVap = Zeq20TurbVap,pu \times \frac{Vb^2}{sb} = 1,56 \times \frac{0,4^2}{30} = 0,0083 \, \Omega$$

5.2.6.1.16) Cálculo impedancias del centro control motores PTA.

Datos especificados en la tabla 13 (cable B130/B140) y en los anexos.



Figura 54: Impedancia del centro de control de motores PTA.

Elemento	Descripción
Red	Red del sistema
Zcomun	Impedancia equivalente de la zona común
ZLBFT	Impedancia de la acometida del transformador
ZTBFT	Impedancia del transformador de distribución
ZLBJA	Impedancia de la acometida del centro de motores PTA.

Tabla 46: Características de los componentes de la figura 54

5.2.6.1.16.a) Cálculo impedancia línea BJA:

Como este punto de la instalación se puede alimentar desde el sistema 1 o del sistema 2 (Figura 55), se procederá a realizar el cálculo desde los dos puntos y nos quedaremos con el más desfavorable:

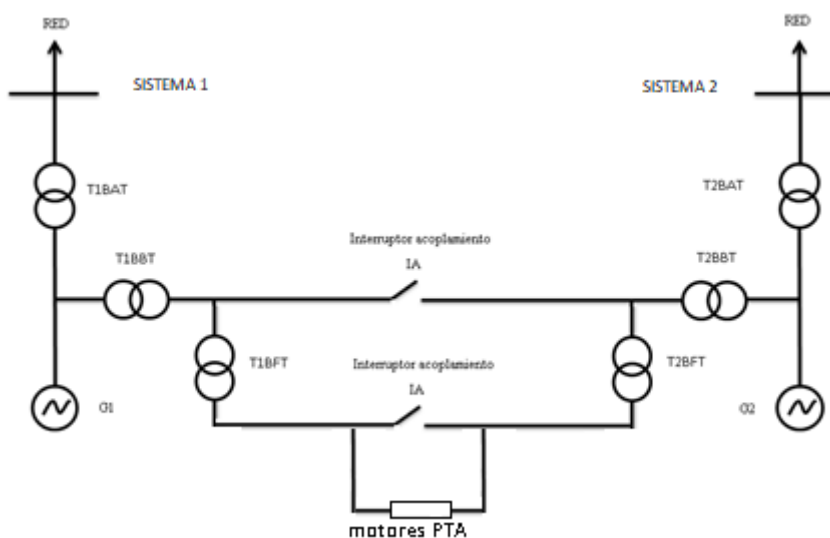


Figura 55: Esquema del centro de control de motores PTA.

❖ Desde el sistema 1:

- Impedancia de la acometida en pu:

Resistencia de la acometida del embarrado:

$$RLBJA = R(50Hz, 20^{\circ}C) \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times l(m) = 0,0601 \cdot 10^{-3} \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times 147(m) = 0,0088 \Omega$$

Como hay dos conductores por fase:

$$RLBJA = \frac{0,0088}{2} = 0,0044 \Omega$$

Reactancia de la acometida del embarrado:

$$XLBJA = 2 \times \pi \times f \times L \left(\frac{H}{m} \right) \times l(m) = NULA$$

El fabricante no indica datos sobre la inductancia del cable, por lo tanto la despreciamos.

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la reactancia en este cálculo.

Impedancia de la acometida del embarrado:

$$ZLBJA = RLBJA = 0,0044 \Omega$$

Impedancia de la acometida del embarrado en pu:

$$RLBJA,pu = Rcc(\Omega) \times \frac{1}{Zb} = 0,0044 \times \frac{1}{0,0053} = 0,83$$

❖ Desde el sistema 2:

- Impedancia de la acometida en pu:

Resistencia de la acometida del embarrado:

$$RLBJA' = R(50Hz, 20^{\circ}C) \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times l(m) = 0,047 \cdot 10^{-3} \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times 171(m) = 0,008 \Omega$$

Como hay dos conductores por fase:

$$RLBJA = \frac{0,008}{2} = 0,004 \Omega$$

Reactancia de la acometida del embarrado:

$$XLBJA = 2 \times \pi \times f \times L \left(\frac{H}{m} \right) \times l(m) = NULA$$

El fabricante no indica datos sobre la inductancia del cable, por lo tanto la despreciamos.

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la reactancia en este cálculo.

Impedancia del embarrado:

$$ZLBJA = RLBJA = 0,004 \Omega$$

Impedancia del embarrado en pu:

$$RLBJA, pu = Rcc(\Omega) \times \frac{1}{Zb} = 0,004 \times \frac{1}{0,0053} = 0,75$$

Por lo tanto nos quedaremos con la $RLBJA, pu = 0,83$ (sistema 1) que es más desfavorable.

5.2.6.1.16.b) Cálculo impedancia del centro de control de motores PTA:

Impedancia del centro de control de motores PTA en pu:

$$\begin{aligned} ZeqPTA, pu &= ReqPTA, pu = Xeq44BFA10, pu + RTBJA, pu = \\ &= 1,667 + 1,56 j \end{aligned}$$

$$ZeqPTA(modulo, pu) = \sqrt{r^2 + i^2} = \sqrt{0,83^2 + 1,56^2} = 1,767$$

Impedancia del centro de control de motores PTA:

$$ZeqPTA = ZeqPTA, pu \times \frac{Vb^2}{Sb} = 1,767 \times \frac{0,4^2}{30} = 0,0094 \Omega$$

5.2.6.1.17) Cálculo impedancias de CCM casa bombas agua circulación.

Datos especificados en la tabla 10 (cable B140) y en los anexos.



Figura 56: Impedancia del centro de control de motores PTA.

Elemento	Descripción
Red	Red del sistema
Zcomun	Impedancia equivalente de la zona común
ZLBFT	Impedancia de la acometida del transformador
ZTBFT	Impedancia del transformador de distribución
ZLBJA	Impedancia de la acometida de CCM casa bombas agua circulación.

Tabla 47: Características de los componentes de la figura 56

5.2.6.1.17.a) Cálculo impedancia línea BJA:

Como este punto de la instalación se puede alimentar desde el sistema 1 o del sistema 2 (Figura 57), se procederá a realizar el cálculo desde los dos puntos y nos quedaremos con el más desfavorable:

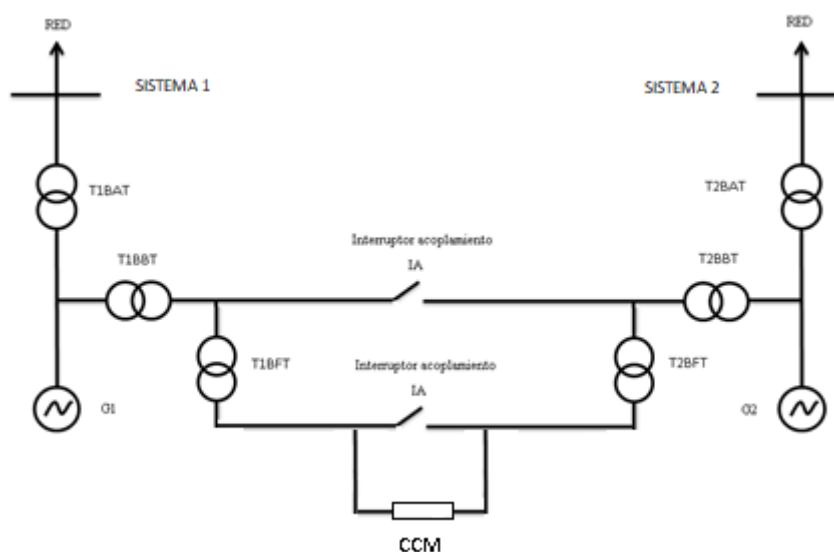


Figura 57: Esquema de CCM casa bombas agua circulación.

❖ Desde el sistema 1:

- Impedancia de la acometida en pu:

Resistencia de la acometida del embarrado:

$$RLBJA' = R(50Hz, 20^{\circ}C) \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times l(m) = 0,047 \cdot 10^{-3} \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times 736(m) = 0,0346 \Omega$$

Como hay 5 conductores por fase:

$$RLBJA = \frac{0,0346}{5} = 0,0069\Omega$$

Reactancia de la acometida del embarrado:

$$XLBJA = 2 \times \pi \times f \times L \left(\frac{H}{m} \right) \times l(m) = NULA$$

El fabricante no indica datos sobre la inductancia del cable, por lo tanto la despreciamos.

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la reactancia en este cálculo.

Impedancia de la acometida del embarrado:

$$ZLBJA = RLBJA = 0,0069 \Omega$$

Impedancia de la acometida del embarrado en pu:

$$RLBJA, pu = Rcc(\Omega) \times \frac{1}{Zb} = 0,0069 \times \frac{1}{0,0053} = 1,31$$

❖ Desde el sistema 2:

- Impedancia de la acometida en pu:

Resistencia de la acometida del embarrado:

$$RLBJA' = R(50Hz, 20^{\circ}C) \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times l(m) = 0,047 \cdot 10^{-3} \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times 730(m) = 0,0343 \Omega$$

Como hay cinco conductores por fase:

$$RLBJA = \frac{0,0343}{5} = 0,0069 \Omega$$

Reactancia de la acometida del embarrado:

$$XLBJA = 2 \times \pi \times f \times L \left(\frac{H}{m} \right) \times l(m) = NULA$$

El fabricante no indica datos sobre la inductancia del cable, por lo tanto la despreciamos.

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la reactancia en este cálculo.

Impedancia de la acometida del embarrado:

$$ZLBJA = RLBJA = 0,0069 \Omega$$

Impedancia de la acometida del embarrado en pu:

$$RLBJA, pu = Rcc(\Omega) \times \frac{1}{Zb} = 0,0069 \times \frac{1}{0,0053} = 1,29$$

Por lo tanto nos quedaremos con la $RLBJA, pu = 1,31$ (sistema 1) que es más desfavorable.

5.2.6.1.17.b) Cálculo impedancia de CCM casa bombas agua circulación:

Impedancia de CCM en pu:

$$\begin{aligned} ZeqCCM, pu &= ReqCCM, pu = Xeq44BFA10, pu + RTBJA, pu = \\ &= 1,31 + 1,56 j \end{aligned}$$

$$ZeqCCM(modulo, pu) = \sqrt{r^2 + i^2} = \sqrt{1,31^2 + 1,56^2} = 2,04$$

Impedancia de CCM:

$$ZeqPTA = ZeqPTA, pu \times \frac{Vb^2}{Sb} = 2,04 \times \frac{0,4^2}{30} = 0,0108 \Omega$$

5.2.6.1.18) Cálculo impedancias de CCM HVAC turbinas y edif eléctrico.

Datos especificados en la tabla 10 (cable B140) y en los anexos.



Figura 58: Impedancia .CCM HVAC turbinas y edif eléctrico

Elemento	Descripción
Red	Red del sistema
Zcomun	Impedancia equivalente de la zona común
ZLBFT	Impedancia de la acometida del transformador
ZTBFT	Impedancia del transformador de distribución
ZLBJA	Impedancia de la acometida de CCM HVAC turbinas y edif eléctrico.

Tabla 48: Características de los componentes de la figura 58

5.2.6.1.18.a) Cálculo impedancia línea BJA:

- Impedancia de la acometida en pu:

Resistencia de la acometida del embarrado:

$$RLBJA' = R(50Hz, 20^{\circ}C) \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times l(m) = 0,047 \cdot 10^{-3} \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times 111(m) = 0,0052 \Omega$$

Como hay tres conductores por fase:

$$RLBJA = \frac{0,0052}{3} = 0,0017 \Omega$$

Reactancia de la acometida del embarrado:

$$XLBJA = 2 \times \pi \times f \times L \left(\frac{H}{m} \right) \times l(m) = NULA$$

El fabricante no indica datos sobre la inductancia del cable, por lo tanto la despreciamos.

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la reactancia en este cálculo.

Impedancia de la acometida del embarrado:

$$Z_{LBJA} = R_{LBJA} = 0,0017 \, \Omega$$

Impedancia de la acometida del embarrado en pu:

$$R_{LBJA, pu} = R_{cc}(\Omega) \times \frac{1}{Z_b} = 0,0017 \times \frac{1}{0,0053} = 0,328$$

5.2.6.1.18.b) Cálculo impedancia CCM HVAC turbinas y edif eléctrico:

Impedancia CCM HVAC turbinas y edif eléctrico en pu:

$$\begin{aligned} Z_{eqCCMHVAC, pu} &= R_{eqCCMHVAC, pu} = X_{eqcuadro20de, pu} + R_{TBJA, pu} = \\ &= 0,328 + 1,56 j \end{aligned}$$

$$Z_{eq20TurbVap(modulo, pu)} = \sqrt{r^2 + i^2} = \sqrt{0,328^2 + 1,56^2} = 1,59$$

Impedancia CCM HVAC turbinas y edif eléctrico:

$$Z_{eqCCMHVAC} = Z_{eqCCMHVAC, pu} \times \frac{V_b^2}{S_b} = 1,59 \times \frac{0,4^2}{30} = 0,0085 \, \Omega$$

5.2.6.1.19) Cálculo impedancias de cuadro distribución emergencia HVAC

Datos especificados en la tabla 10 (cable B118) y en los anexos.



Figura 59: Impedancia de cuadro distribución emergencia HVAC

Elemento	Descripción
Red	Red del sistema
Zcomun	Impedancia equivalente de la zona común
ZLBFT	Impedancia de la acometida del transformador
ZTBFT	Impedancia del transformador de distribución
ZLBMA	Impedancia de la acometida de cuadro distribución emergencia HVAC.

Tabla 49: Características de los componentes de la figura 59

5.2.6.1.19.a) Cálculo impedancia línea BMA:

- Impedancia de la acometida en pu:

Resistencia de la acometida del embarrado:

$$RLBJA' = R(50Hz, 20^{\circ}C) \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times l(m) = 0,0991 \cdot 10^{-3} \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times 68,2(m) = 0,00676 \Omega$$

Como hay dos conductores por fase:

$$RLBJA = \frac{0,00676}{2} = 0,0034 \Omega$$

Reactancia de la acometida del embarrado:

$$XLBJA = 2 \times \pi \times f \times L \left(\frac{H}{m} \right) \times l(m) = NULA$$

El fabricante no indica datos sobre la inductancia del cable, por lo tanto la despreciamos.

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la reactancia en este cálculo.

Impedancia de la acometida del embarrado:

$$ZLBJA = RLBJA = 0,0034 \Omega$$

Impedancia de la acometida del embarrado en pu:

$$RLBJA,pu = Rcc(\Omega) \times \frac{1}{Zb} = 0,0034 \times \frac{1}{0,0053} = 0,638$$

5.2.6.1.19.b) Cálculo impedancia de cuadro distribución emergencia HVAC:

Impedancia de cuadro distribución emergencia HVAC en pu:

$$Z_{eqHVAC, pu} = R_{eqHVAC, pu} + jX_{eqcuadro10de, pu} + R_{TBJA, pu} =$$

$$= 0,638 + 1,56 j$$

$$Z_{eq20TurbVap(modulo, pu)} = \sqrt{r^2 + i^2} = \sqrt{0,638^2 + 1,56^2} = 1,685$$

Impedancia de cuadro distribución emergencia HVAC:

$$Z_{eqHVAC} = Z_{eqHVAC, pu} \times \frac{V_b^2}{S_b} = 1,685 \times \frac{0,4^2}{30} = 0,009 \Omega$$

5.2.6.2 CALCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO DE LOS PUNTOS DE INTALACION:

Después de obtener todas las impedancias de la hipótesis 1, obtenemos el equivalente de Thevenin (Figura 60):

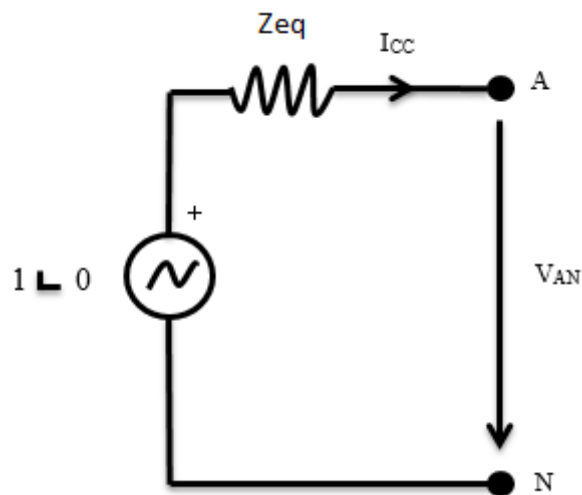


Figura 60: Equivalente de Thevenin.

$$I_{CC, pu} = \frac{E_{AN}}{Z_{eq, pu}} = \frac{1 \angle 0}{Z_{eq, pu}} = pu$$

$$I_{CC1} = I_{CC, pu} \times I_b = kA$$

Puesto que todos los puntos de instalación son a nivel de baja tensión:

$$I_b = \frac{30}{\sqrt{3} \times 0,4} = 43,3 \text{ KA}$$

KKS	DENOMINACION	Zeq,pu	Icc,pu	Icc (kA)
	ZONA COMUN	0,123	8,13	352,03
CB1BFA10	CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 1	1,56	0,641	27,75
CB1BFA20	CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 2	1,56	0,641	27,75
CB2BFA10	CENTRO DE FUERZA 42 BARRA 1	1,56	0,641	27,75
CB2BFA20	CENTRO DE FUERZA 42 BARRA 2	1,56	0,641	27,75
CB4BFA10	CENTRO DE FUERZA 44 BARRA 1	1,56	0,641	27,75
CB4BFA20	CENTRO DE FUERZA 44 BARRA 2	1,56	0,641	27,75
CB4BMA10	CUADRO 10 DISTRIBUCION ESENCIALES	1,56	0,641	27,75
CB4BMA20	CUADRO 20 DISTRIBUCION ESENCIALES	1,56	0,641	27,75
CB1BJA10	CENTRO DE CONTROL DE MOTORES CALDERA 1	3,91	0,256	11,08
CB2BJA10	CENTRO DE CONTROL DE MOTORES CALDERA 2	2,37	0,422	18,27
CB3BJA10	CENTRO CONTROL MOTORES 10 TURBINA VAPOR	1,62	0,617	26,72
CB3BJA20	CENTRO CONTROL MOTORES 20 TURBINA VAPOR	1,71	0,585	25,33
CB4BJA10	CENTRO CONTROL MOTORES 10 BOP	1,56	0,641	27,75
CB4BJA20	CENTRO CONTROL MOTORES 20 BOP	1,56	0,641	27,75
CB4BJA11	CENTRO CONTROL MOTORES PTA	1,767	0,567	24,55
CB4BJA12	CCM CASA BOMBAS AGUA CIRCULACION	2,04	0,49	21,22
CB4BJA14	CCM HVAC NAVE TURBINAS Y EDIF ELECTRICO	1,59	0,629	27,24
CB4BMB10	CUADRO DISTRIBUCION EMERGENCIA HVAC	1,685	0,593	25,68

Tabla 50: Corrientes de cortocircuito Hipótesis 1.

5.2.6.3 SELECCIÓN DE LOS SECCIONADORES Y DE LOS CONDUCTORES:

Obtenemos la corriente de cortocircuito máxima comercial, del seccionador a instalar basándonos en la siguiente condición contra cortocircuitos:

Protecciones contra cortocircuito → Condición: $I_{ccmax} > I_{cc}$

KKS	DENOMINACION	Icc (kA)	Iccmax, 1s (kA)
CB1BFA10	CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 1	27,75	30
CB1BFA20	CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 2	27,75	30
CB2BFA10	CENTRO DE FUERZA 42 BARRA 1	27,75	30
CB2BFA20	CENTRO DE FUERZA 42 BARRA 2	27,75	30
CB4BFA10	CENTRO DE FUERZA 44 BARRA 1	27,75	30
CB4BFA20	CENTRO DE FUERZA 44 BARRA 2	27,75	30
CB4BMA10	CUADRO 10 DISTRIBUCION ESENCIALES	27,75	30

CB4BMA20	CUADRO 20 DISTRIBUCION ESENCIALES	27,75	30
CB1BJA10	CENTRO DE CONTROL DE MOTORES CALDERA 1	11,08	13
CB2BJA10	CENTRO DE CONTROL DE MOTORES CALDERA 2	18,27	30
CB3BJA10	CENTRO CONTROL MOTORES 10 TURBINA VAPOR	26,72	30
CB3BJA20	CENTRO CONTROL MOTORES 20 TURBINA VAPOR	25,33	30
CB4BJA10	CENTRO CONTROL MOTORES 10 BOP	27,75	30
CB4BJA20	CENTRO CONTROL MOTORES 20 BOP	27,75	30
CB4BJA11	CENTRO CONTROL MOTORES PTA	24,55	30
CB4BJA12	CCM CASA BOMBAS AGUA CIRCULACION	21,22	30
CB4BJA14	CCM HVAC NAVE TURBINAS Y EDIF ELECTRICO	27,24	30
CB4BMB10	CUADRO DISTRIBUCION EMERGENCIA HVAC	25,68	30

Tabla 51: Corrientes de cortocircuito Hipótesis 1.

La corriente máxima que puede soportar un cable en cortocircuito depende del tiempo de respuesta de los dispositivos de protección. Para calcular la intensidad admisible hay que multiplicar la sección nominal del cable por la densidad de corriente dada en la tabla 37, según la norma UNE 21192/IEC 9497.

Tiempo (s)	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
A/mm ²	452	320	261	202	143	117	101	90	83

Tabla 52: Norma UNE 21192/IEC 9497

Como lo que queremos obtener es la sección de los cables de la protección, y según el fabricante de los seccionadores nos indica que el tiempo de respuesta es 1s, procedemos a obtener las secciones de dichos conductores:

$$SeccionPE = \frac{Densidad\ de\ corriente\ (1s)}{I_{ccmax}} = mm^2$$

$$Densidad\ de\ corriente\ (1s) = 143\ A/mm^2$$

KKS	DENOMINACION	I _{ccmax} , 1s (kA)	Sección PE (mm ²)	Sección PE (mm ²) instalada
CB1BFA10	CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 1	30	209,79	240
CB1BFA20	CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 2	30	209,79	240
CB2BFA10	CENTRO DE FUERZA 42 BARRA 1	30	209,79	240
CB2BFA20	CENTRO DE FUERZA 42 BARRA 2	30	209,79	240
CB4BFA10	CENTRO DE FUERZA 44 BARRA 1	30	209,79	240
CB4BFA20	CENTRO DE FUERZA 44 BARRA 2	30	209,79	240
CB4BMA10	CUADRO 10 DISTRIBUCION ESENCIALES	30	209,79	240
CB4BMA20	CUADRO 20 DISTRIBUCION ESENCIALES	30	209,79	240
CB1BJA10	CENTRO DE CONTROL DE MOTORES CALDERA 1	13	90,91	95
CB2BJA10	CENTRO DE CONTROL DE MOTORES CALDERA 2	30	209,79	240
CB3BJA10	CENTRO CONTROL MOTORES 10 TURBINA VAPOR	30	209,79	240
CB3BJA20	CENTRO CONTROL MOTORES 20 TURBINA VAPOR	30	209,79	240

CB4BJA10	CENTRO CONTROL MOTORES 10 BOP	30	209,79	240
CB4BJA20	CENTRO CONTROL MOTORES 20 BOP	30	209,79	240
CB4BJA11	CENTRO CONTROL MOTORES PTA	30	209,79	240
CB4BJA12	CCM CASA BOMBAS AGUA CIRCULACION	30	209,79	240
CB4BJA14	CCM HVAC NAVE TURBINAS Y EDIF ELECTRICO	30	209,79	240
CB4BMB10	CUADRO DISTRIBUCION EMERGENCIA HVAC	30	209,79	240

Tabla 53: Características de las protecciones.

5.2.7) Segunda hipótesis: Con cargas y generadores.

Esta vez vamos a tener en cuenta tanto los valores de las cargas como de los generadores.

Para el cálculo de las impedancias en valores pu necesitaremos los siguientes valores base:

$$S_b = 30 \text{ MVA}$$

$$V_b = 400/17/6,9/0,4 \text{ kV}$$

$$Z_b = \frac{V_b^2}{S_b} = \frac{400^2}{30} / \frac{17^2}{30} / \frac{6,9^2}{30} / \frac{0,4^2}{30} = 5333,33/9,63/1,587 / 0,0053\Omega$$

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} \times V_b} = \frac{30}{\sqrt{3} \times 400} / \frac{30}{\sqrt{3} \times 17} / \frac{30}{\sqrt{3} \times 6,9} / \frac{30}{\sqrt{3} \times 0,4} = 0,043/1,02/2,51/43,30 \text{ kA}$$

5.2.7.1) CALCULO DE IMPEDANCIAS DE LOS PUNTOS DE INSTALACION.

5.2.7.1.1) Cálculo impedancias de la zona común.

Para abreviar los cálculos, calcularemos la impedancia equivalente a todas las impedancias del inicio de la línea, ya que será la misma para todos los distintos puntos a trabajar (Figura 61).

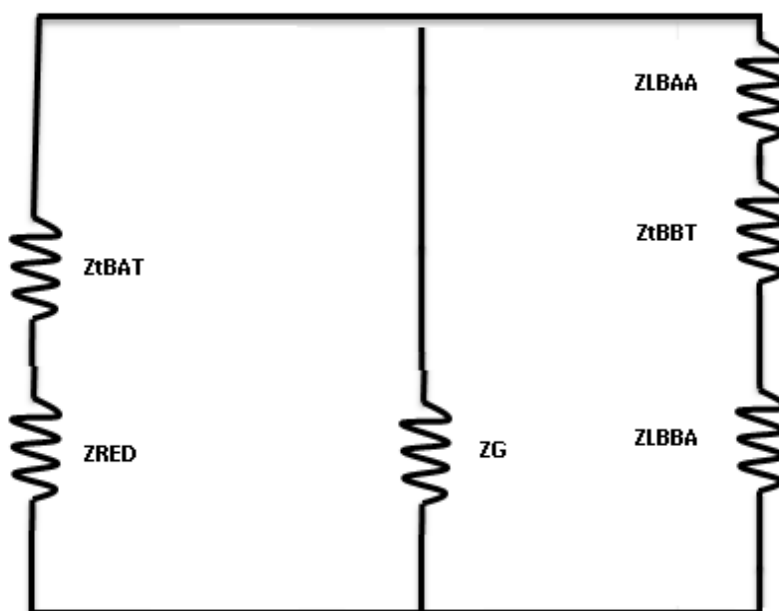


Figura 61: Esquema de impedancias de la zona común

Elemento	Descripción
Zred	Impedancia de la red
Ztbat	Impedancia del transformador principal
ZG	Impedancia del generador
Zbaa	Impedancia de la línea de MT (17kV)
Ztbbt	Impedancia del transformador de MT
Zbba	Impedancia de la línea de MT (6,6kV)
Ztbft	Impedancia del transformador de baja
ZMotoresMT	Impedancia cargas MT

Tabla 54: Características de los componentes de la figura 61

5.2.7.1.1.a) Cálculo impedancia de la red:

Datos especificados en la tabla 1.

Impedancia de la RED en pu:

$$X_{RED} = \frac{V_n^2}{S_{cc}} = \frac{400^2}{\sqrt{3} \times V_n \times I_{cc}} = \frac{400^2}{\sqrt{3} \times 400 \times 50} = 4,62j \Omega$$

$$X_{RED, pu} = X_{RED} \times \frac{S_b}{V_b^2} = 4,62 \times \frac{30}{400^2} = 0,000866j$$

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la resistencia en este cálculo

5.2.7.1.1.b) Cálculo impedancia del transformador principal:

Datos especificados en la tabla 8.

Impedancia del transformador en pu:

$$X_{tbat, pu} = \frac{X_{cc}(\%)}{100} \times \frac{V_n^2}{S_n} \times \frac{1}{Z_b} = \frac{14}{100} \times \frac{17^2}{380} \times \frac{1}{9,63} = 0,011j$$

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la resistencia en este cálculo.

5.2.7.1.1.c) Cálculo impedancia del generador

Datos especificados en la tabla 2.

Impedancia del generador en pu:

$$X_{G1, pu} = X'_d \times \frac{V_n^2}{S_n} \times \frac{1}{Z_b} = 0,15 \times \frac{17^2}{343,7} \times \frac{1}{9,63} = 0,0131j$$

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la resistencia en este cálculo.

5.2.7.1.1.d) Cálculo impedancia del embarrado BAA:

Datos especificados en los anexos

Resistencia de la acometida del embarrado:

$$R_{baa} = R(50Hz, 20^\circ C) \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times l(m) = 5 \cdot 10^{-6} \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times 6(m) = 0,00003 \Omega$$

Reactancia de la acometida del embarrado:

$$X_{baa} = 2 \times \pi \times f \times L \left(\frac{H}{m} \right) \times l(m) = 2 \times \pi \times 50 \times 0,2169 \cdot 10^{-6} \left(\frac{H}{m} \right) \times 6(m) = 0,00041j \Omega$$

Impedancia de la acometida del embarrado:

$$Z_{baa} = X_{baa} = 0,00003 + 0,00041j \Omega$$

$$Z_{baa} = \sqrt{r^2 + i^2} = 0,000411 \Omega$$

Impedancia de la acometida del embarrado en pu:

$$Z_{baa, pu} = Z_{cc}(\Omega) \times \frac{1}{Z_b} = 0,000411 \times \frac{1}{9,63} = 4,26 \cdot 10^{-5} j$$

5.2.7.1.1.e) Cálculo impedancia del transformador auxiliar:

Datos especificados en la tabla 5.

Impedancia del transformador en pu:

$$X_{tbtt, pu} = \frac{X_{cc}(\%)}{100} \times \frac{V_n^2}{S_n} \times \frac{1}{Z_b} = \frac{11}{100} \times \frac{17^2}{30} \times \frac{1}{9,63} = 0,11j$$

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la resistencia en este cálculo.

5.2.7.1.1.f) Cálculo impedancia de la línea BBA:

Datos especificados en los anexos.

Resistencia del embarrado:

$$R_{bba} = R(50Hz, 20^\circ C) \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times l(m) = 0,047 \cdot 10^{-6} \left(\frac{\Omega}{m} \right) \times 99(m) = 0,0000047\Omega$$

Reactancia de la acometida del embarrado:

$$X_{bba} = 2 \times \pi \times f \times L \left(\frac{H}{m} \right) \times l(m) = 2 \times \pi \times 50 \times 0,312 \cdot 10^{-6} \left(\frac{H}{m} \right) \times 99(m) = 0,0097 j \Omega$$

Como la relación X/R es bastante elevada se despreciará la parte de la resistencia en este cálculo.

Impedancia de la acometida embarrado:

$$Z_{bba} = X_{bba} = 0,0097 j \Omega$$

Impedancia de la acometida del embarrado en pu:

$$Z_{bba, pu'} = Z_{cc}(\Omega) \times \frac{1}{Z_b} = 0,0097 \times \frac{1}{1,587} = 0,00611 j$$

Como son 6 conductores por fase:

$$Z_{bba,pu} = Z_{bba,pu'} \times \frac{1}{6} = 0,00611 \times \frac{1}{6} = 0,00102 j$$

5.2.7.1.1.g) Cálculo de los motores de media tensión.

Datos especificados en la siguiente tabla:

KKS Motor	U _{NOM}	P _{NOM}	S _{NOM}	I _{NOM}	I _{ARR} / I _{NOM}	t _{MAX ARR} FRIO	t _{MAX ARR} CLTE	S
41LAC10AP001	6,6 kV	2300 kW	2674 kVA	233 A	5,6	12 s	9 s	0,5 %
41LAC20AP001	6,6 kV	2300 kW	2674 kVA	233 A	5,6	12 s	9 s	0,5 %
42LAC10AP001	6,6 kV	2300 kW	2674 kVA	233 A	5,6	12 s	9 s	0,5 %
42LAC20AP001	6,6 kV	2300 kW	2674 kVA	233 A	5,6	12 s	9 s	0,5 %
41LAC30AP001	6,6 kV	300 kW	348,84 kVA	31 A	5,7	30 s	20 s	0,77%
41LAC40AP001	6,6 kV	300 kW	348,84 kVA	31 A	5,7	30 s	20 s	0,77%
42LAC30AP001	6,6 kV	300 kW	348,84 kVA	31 A	5,7	30 s	20 s	0,77%
42LAC40AP001	6,6 kV	300 kW	348,84 kVA	31 A	5,7	30 s	20 s	0,77%
44PAC11AP001	6,6 kV	1350 kW	1568,77 kVA	169 A	5,2	18 s	10 s	0,75%
44PAC12AP001	6,6 kV	1350 kW	1568,77 kVA	169 A	5,2	18 s	10 s	0,75%
43LCB10AP001	6,6 kV	1375 kW	1598,83 kVA	139 A	5,6	13 s	10 s	0,87%
43LCB20AP001	6,6 kV	1375 kW	1598,83 kVA	139 A	5,6	13 s	10 s	0,87%
44PGA11AP001	6,6 kV	250 kW	290,7 kVA	27,94 A	6,0	23 s	20 s	1,5%
44PGA12AP001	6,6 kV	250 kW	290,7 kVA	27,94 A	6,0	23 s	20 s	1,5%
44PGB10AP001	6,6 kV	480 kW	558,14 kVA	50,86 A	5,5	28 s	24 s	0,87%
44PGB20AP001	6,6 kV	480 kW	558,14 kVA	50,86 A	5,5	28 s	24 s	0,87%
88AK -1/1	6,6 kV	447 kW	519,77 kVA	53,3 A	5,6	18 s	10 s	1%
88AK -1/2	6,6 kV	450 kW	523,25 kVA	53,3 A	5,6	18 s	10 s	1%
88FP -1/1	6,6 kV	300 kW	348,83 kVA	35 A	7	15 s	10 s	Pte
88AK -1/2	6,6 kV	300 kW	348,83 kVA	35 A	7	15 s	10 s	Pte
Bba PCI	6,6 kV	526,3kW	611,98 kVA	54,2 A	5,5	65 s	30 s	Pte

Tabla 55: Características motores

- Impedancia motores (2300kW):

$$X_m(2300kW) = \frac{1}{\frac{I_{arr}}{I_{nom}}} \times \frac{U_{nom}^2 \times C_{max}}{S_{nom}} = \frac{1}{5,6} \times \frac{6600^2 \times 1}{2674000} = 2,908 j \Omega$$

$$X_m = \frac{X_m}{Num_{motores}} = \frac{2,908}{4} = 0,727j \Omega$$

- Impedancia motores (300kW):

$$X_m(2300kW) = \frac{1}{\frac{I_{arr}}{I_{nom}}} \times \frac{U_{nom}^2 \times C_{max}}{S_{nom}} = \frac{1}{5,7} \times \frac{6600^2 \times 1}{348840} = 21,91 j \Omega$$

$$X_m = \frac{X_m}{\text{Num}_{\text{motores}}} = \frac{21,91}{4} = 5,477 \text{ j } \Omega$$

- Impedancia motores (1350kW):

$$X_m(2300\text{kW}) = \frac{1}{\frac{I_{arr}}{I_{nom}}} \times \frac{U_{nom}^2 \times C_{max}}{S_{nom}} = \frac{1}{5,2} \times \frac{6600^2 \times 1}{1568770} = 5,339 \text{ j } \Omega$$

$$X_m = \frac{X_m}{\text{Num}_{\text{motores}}} = \frac{5,339}{2} = 2,669 \text{ j } \Omega$$

- Impedancia motores (1375kW):

$$X_m(2300\text{kW}) = \frac{1}{\frac{I_{arr}}{I_{nom}}} \times \frac{U_{nom}^2 \times C_{max}}{S_{nom}} = \frac{1}{5,6} \times \frac{6600^2 \times 1}{1598830} = 4,86 \text{ j } \Omega$$

$$X_m = \frac{X_m}{\text{Num}_{\text{motores}}} = \frac{2,908}{2} = 2,43 \text{ j } \Omega$$

- Impedancia motores (250kW):

$$X_m(2300\text{kW}) = \frac{1}{\frac{I_{arr}}{I_{nom}}} \times \frac{U_{nom}^2 \times C_{max}}{S_{nom}} = \frac{1}{6} \times \frac{6600^2 \times 1}{290700} = 24,97 \text{ j } \Omega$$

$$X_m = \frac{X_m}{\text{Num}_{\text{motores}}} = \frac{24,97}{2} = 12,48 \text{ j } \Omega$$

- Impedancia motores (480 kW):

$$X_m(2300\text{kW}) = \frac{1}{\frac{I_{arr}}{I_{nom}}} \times \frac{U_{nom}^2 \times C_{max}}{S_{nom}} = \frac{1}{5,5} \times \frac{6600^2 \times 1}{558140} = 14,20 \text{ j } \Omega$$

$$X_m = \frac{X_m}{\text{Num}_{\text{motores}}} = \frac{14,2}{2} = 7,09 \text{ j } \Omega$$

- Impedancia motores (447 kW):

$$X_m(2300\text{kW}) = \frac{1}{\frac{I_{arr}}{I_{nom}}} \times \frac{U_{nom}^2 \times C_{max}}{S_{nom}} = \frac{1}{5,6} \times \frac{6600^2 \times 1}{519770} = 14,97 \text{ j } \Omega$$

$$X_m = \frac{X_m}{\text{Num}_{\text{motores}}} = \frac{14,97}{1} = 14,97 \text{ j } \Omega$$

- Impedancia motores (450 kW):

$$X_m(2300kW) = \frac{1}{\frac{I_{arr}}{I_{nom}}} \times \frac{U_{nom}^2 \times C_{max}}{S_{nom}} = \frac{1}{5,6} \times \frac{6600^2 \times 1}{523250} = 14,86 j \Omega$$

$$X_m = \frac{X_m}{Num_{motores}} = \frac{14,86}{1} = 14,86 j \Omega$$

- Impedancia motores (300 kW):

$$X_m(2300kW) = \frac{1}{\frac{I_{arr}}{I_{nom}}} \times \frac{U_{nom}^2 \times C_{max}}{S_{nom}} = \frac{1}{7} \times \frac{6600^2 \times 1}{348830} = 22,3 j \Omega$$

$$X_m = \frac{X_m}{Num_{motores}} = \frac{22,3}{2} = 11,15 j \Omega$$

- Impedancia motores (526,3 kW):

$$X_m(2300kW) = \frac{1}{\frac{I_{arr}}{I_{nom}}} \times \frac{U_{nom}^2 \times C_{max}}{S_{nom}} = \frac{1}{5,5} \times \frac{6600^2 \times 1}{611980} = 12,94 j \Omega$$

$$X_m = \frac{X_m}{Num_{motores}} = \frac{12,94}{1} = 12,94 j \Omega$$

Seguidamente como todos los motores están en paralelo, se calcula su equivalente:

$$X_{eqMotoresMT} = 0,3489 j \Omega$$

$$X_{eqMotoresMT,pu} = X_{eqMotoresMT} \times \frac{1}{Z_b} = 0,3489 \times \frac{1}{1,587} = 0,22 j$$

5.2.7.1.1.h) Cálculo impedancia de los 18 puntos de instalación:

El cálculo de las impedancias de los 18 puntos de la instalación donde van instalados los seccionadores se ha llevado a cabo del mismo modo que en la hipótesis 1, por lo tanto, son los mismos.

A continuación, en la tabla 56 observamos solo las impedancias de las transformadoras de distribución y sus acometidas, además de las respectivas impedancias de BT que hemos visto en la hipótesis 1.

KKS	DENOMINACION	ZcargasBT,pu
CB1BFA10	CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 1	1,437
CB1BFA20	CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 2	1,437
CB2BFA10	CENTRO DE FUERZA 42 BARRA 1	1,437
CB2BFA20	CENTRO DE FUERZA 42 BARRA 2	1,437
CB4BFA10	CENTRO DE FUERZA 44 BARRA 1	1,437
CB4BFA20	CENTRO DE FUERZA 44 BARRA 2	1,437
CB4BMA10	CUADRO 10 DISTRIBUCION ESENCIALES	1,437
CB4BMA20	CUADRO 20 DISTRIBUCION ESENCIALES	1,437
CB1BJA10	CENTRO DE CONTROL DE MOTORES CALDERA 1	3,67
CB2BJA10	CENTRO DE CONTROL DE MOTORES CALDERA 2	2,13
CB3BJA10	CENTRO CONTROL MOTORES 10 TURBINA VAPOR	1,49
CB3BJA20	CENTRO CONTROL MOTORES 20 TURBINA VAPOR	1,47
CB4BJA10	CENTRO CONTROL MOTORES 10 BOP	1,437
CB4BJA20	CENTRO CONTROL MOTORES 20 BOP	1,437
CB4BJA11	CENTRO CONTROL MOTORES PTA	1,527
CB4BJA12	CCM CASA BOMBAS AGUA CIRCULACION	1,8
CB4BJA14	CCM HVAC NAVE TURBINAS Y EDIF ELECTRICO	1,437
CB4BMB10	CUADRO DISTRIBUCION EMERGENCIA HVAC	1,445

Tabla 56: Impedancias de los puntos de instalación.

5.2.7.1.1.i) Cálculos de las impedancias de las cargas de media tensión

Para el cálculo de las cargas de media tensión vamos a tener en cuenta el siguiente esquema (Figura 62):

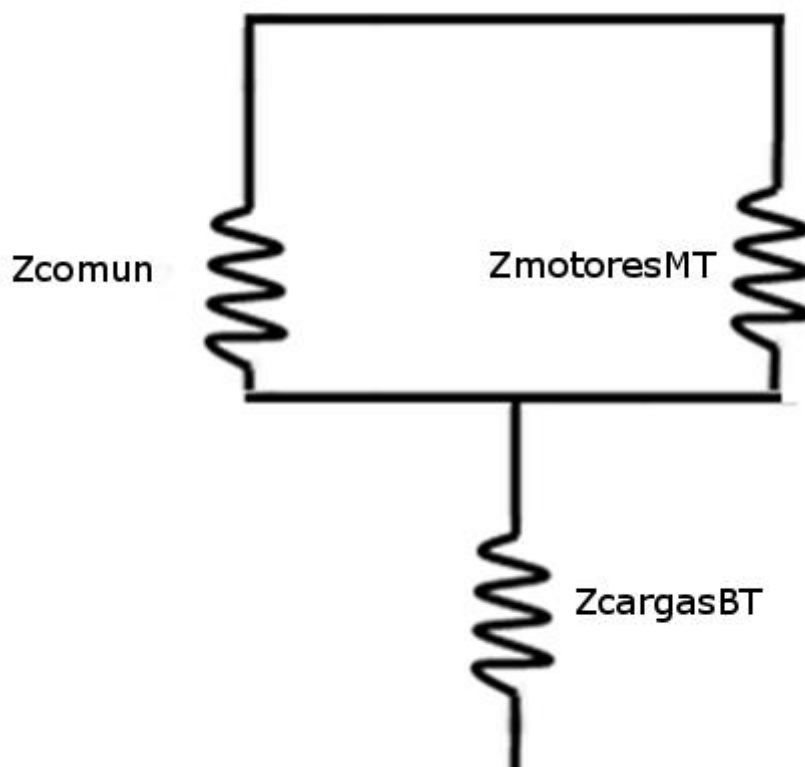


Figura 62: Impedancias de los puntos de instalación.

Elemento	Descripción
$Z_{motoresMT}$	Impedancia de los motores de MT
$Z_{cargasBT}$	Impedancia de los transformadores de distribución con sus acometidas y las cargas de BT.

Tabla 57: Características de los componentes de la figura 62

Primero calculamos el equivalente del paralelo entre la Z_G (impedancia del generador) y la impedancia en serie del Z_{Red} (impedancia de la red) y Z_{tBAT} (impedancia del transformador principal):

$$Z_{eqGen, pu} = \frac{Z_{G, pu} \times Z_{serieRedytBAT, pu}}{Z_{G, pu} + Z_{serieRedytBAT, pu}} = \frac{((0,0131j)) \times (0,000866 j + 0,011j)}{((0,0131j)) + (0,000866 j + 0,011j)}$$

$$= (0,00623 j)$$

Seguidamente se calcula la impedancia equivalente proveniente de la zona común:

Impedancia equivalente total en pu:

$$Z_{comun, pu} = X_{comun, pu} = Z_{eqGen, pu} + Z_{baa, pu} + Z_{tbbt, pu} + Z_{bba, pu}$$

$$= 0,00623j + 4,26 \times 10^{-5} j + 0,11j + 0,00102j = 0,117j$$

Finalmente se procede a calcular en paralelo los transformadores de distribución y sus cargas con los motores de MT:

$$Z_{cargasMT, pu} = \frac{Z_{motoresMT, pu} \times Z_{comun, pu}}{Z_{motoresMT, pu} + Z_{comun, pu}} = \frac{(0,22 j \times 0,117 j)}{(0,22 j + 0,117 j)} = 0,0764 j$$

5.2.7.1.1.j) Cálculo impedancia total:

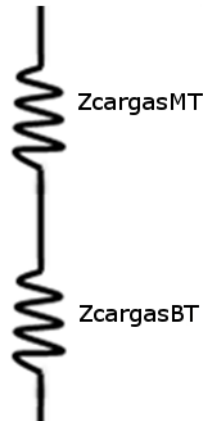


Figura 63: Impedancias equivalente total de la instalación

Por último se obtiene las impedancias totales de cada punto, siendo en serie cada una de las impedancias de los 18 puntos a instalar con la impedancia obtenida aguas arriba:

Impedancia equivalente total en pu:

$$\begin{aligned} Z_{equivalentetot, pu} &= X_{equivalentetot, pu} = Z_{cargasMT, pu} + Z_{cargasBT, pu} \\ &= 0,0764 j + Z_{cargasBT, pu} \end{aligned}$$

Impedancia equivalente tota:

$$Z_{equivalentetot} = Z'_{equivalentetot, pu} \times \frac{V_b^2}{S_b} = Z'_{equivalentetot, pu} \times \frac{0,4^2}{30} = \Omega$$

KKS	DENOMINACION	$Z_{equivalentetot,pu}$	$Z_{equivalentetot}$
CB1BFA10	CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 1	1,514	0,00807
CB1BFA20	CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 2	1,514	0,00807
CB2BFA10	CENTRO DE FUERZA 42 BARRA 1	1,514	0,00807
CB2BFA20	CENTRO DE FUERZA 42 BARRA 2	1,514	0,00807
CB4BFA10	CENTRO DE FUERZA 44 BARRA 1	1,514	0,00807
CB4BFA20	CENTRO DE FUERZA 44 BARRA 2	1,514	0,00807
CB4BMA10	CUADRO 10 DISTRIBUCION ESENCIALES	1,514	0,00807
CB4BMA20	CUADRO 20 DISTRIBUCION ESENCIALES	1,514	0,00807
CB1BJA10	CENTRO DE CONTROL DE MOTORES CALDERA 1	3,746	0,02
CB2BJA10	CENTRO DE CONTROL DE MOTORES CALDERA 2	2,206	0,0117
CB3BJA10	CENTRO CONTROL MOTORES 10 TURBINA VAPOR	1,556	0,0083
CB3BJA20	CENTRO CONTROL MOTORES 20 TURBINA VAPOR	1,546	0,0082
CB4BJA10	CENTRO CONTROL MOTORES 10 BOP	1,514	0,00807
CB4BJA20	CENTRO CONTROL MOTORES 20 BOP	1,514	0,00807
CB4BJA11	CENTRO CONTROL MOTORES PTA	1,603	0,00855
CB4BJA12	CCM CASA BOMBAS AGUA CIRCULACION	1,876	0,01
CB4BJA14	CCM HVAC NAVE TURBINAS Y EDIF ELECTRICO	1,514	0,00807
CB4BMB10	CUADRO DISTRIBUCION EMERGENCIA HVAC	1,521	0,0081

Tabla 58: Impedancias de los puntos de instalación.

5.2.7.2) CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO DE LOS PUNTOS DE INSTALACION.

Después de obtener todas las impedancias de la hipótesis 2, obtenemos el equivalente de Thevenin (Figura 64):

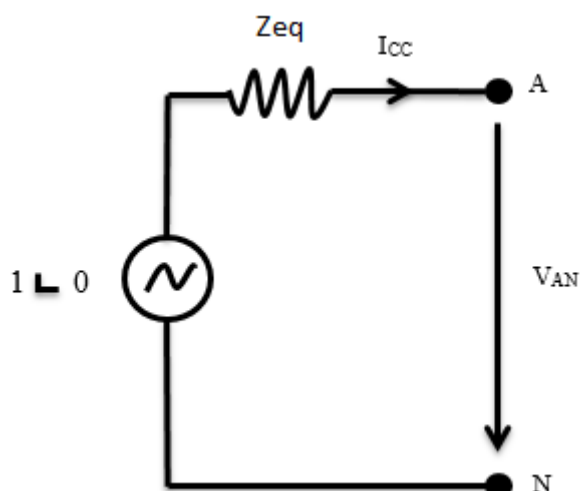


Figura 64: Equivalente de Thevenin.

$$I_{CC,pu} = \frac{E_{AN}}{Z_{eq,pu}} = \frac{1 \angle 0}{Z_{eq,pu}} = pu$$

$$I_{CC1} = I_{cc,pu} \times I_b = kA$$

Puesto que todos los puntos de instalación son a nivel de baja tensión:

$$I_b = \frac{30}{\sqrt{3} \times 0,4} = 43,3 \text{ KA}$$

KKS	DENOMINACION	Zequivalentetot,pu	Icc,pu	Icc (kA)
CB1BFA10	CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 1	1,514	0,66	28.6
CB1BFA20	CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 2	1,514	0,66	28.6
CB2BFA10	CENTRO DE FUERZA 42 BARRA 1	1,514	0,66	28.6
CB2BFA20	CENTRO DE FUERZA 42 BARRA 2	1,514	0,66	28.6
CB4BFA10	CENTRO DE FUERZA 44 BARRA 1	1,514	0,66	28.6
CB4BFA20	CENTRO DE FUERZA 44 BARRA 2	1,514	0,66	28.6
CB4BMA10	CUADRO 10 DISTRIBUCION ESENCIALES	1,514	0,66	28.6
CB4BMA20	CUADRO 20 DISTRIBUCION ESENCIALES	1,514	0,66	28.6
CB1BJA10	CENTRO DE CONTROL DE MOTORES CALDERA 1	3,746	0,267	11,55
CB2BJA10	CENTRO DE CONTROL DE MOTORES CALDERA 2	2,206	0,453	19,62
CB3BJA10	CENTRO CONTROL MOTORES 10 TURBINA VAPOR	1,556	0,638	27,64
CB3BJA20	CENTRO CONTROL MOTORES 20 TURBINA VAPOR	1,546	0,646	28
CB4BJA10	CENTRO CONTROL MOTORES 10 BOP	1,514	0,66	28.6
CB4BJA20	CENTRO CONTROL MOTORES 20 BOP	1,514	0,66	28.6
CB4BJA11	CENTRO CONTROL MOTORES PTA	1,603	0,624	27,01
CB4BJA12	CCM CASA BOMBAS AGUA CIRCULACION	1,876	0,533	23,08
CB4BJA14	CCM HVAC NAVE TURBINAS Y EDIF ELECTRICO	1,514	0,66	28.6
CB4BMB10	CUADRO DISTRIBUCION EMERGENCIA HVAC	1,521	0,657	28,47

Tabla 59: Corrientes de cortocircuito Hipótesis 2.

5.2.7.3 SELECCIÓN DE LOS SECCIONADORES Y DE LOS CONDUCTORES:

Obtenemos la corriente de cortocircuito máxima comercial del seccionador a instalar basándonos en la siguiente condición contra cortocircuitos:

Protecciones contra cortocircuito → Condición: $I_{ccmax} > I_{cc}$

KKS	DENOMINACION	Icc (kA)	Iccmax, 1s (kA)
CB1BFA10	CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 1	28.6	30
CB1BFA20	CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 2	28.6	30
CB2BFA10	CENTRO DE FUERZA 42 BARRA 1	28.6	30
CB2BFA20	CENTRO DE FUERZA 42 BARRA 2	28.6	30
CB4BFA10	CENTRO DE FUERZA 44 BARRA 1	28.6	30
CB4BFA20	CENTRO DE FUERZA 44 BARRA 2	28.6	30

CB4BMA10	CUADRO 10 DISTRIBUCION ESENCIALES	28,6	30
CB4BMA20	CUADRO 20 DISTRIBUCION ESENCIALES	28,6	30
CB1BJA10	CENTRO DE CONTROL DE MOTORES CALDERA 1	11,55	13
CB2BJA10	CENTRO DE CONTROL DE MOTORES CALDERA 2	19,62	30
CB3BJA10	CENTRO CONTROL MOTORES 10 TURBINA VAPOR	27,64	30
CB3BJA20	CENTRO CONTROL MOTORES 20 TURBINA VAPOR	28	30
CB4BJA10	CENTRO CONTROL MOTORES 10 BOP	28,6	30
CB4BJA20	CENTRO CONTROL MOTORES 20 BOP	28,6	30
CB4BJA11	CENTRO CONTROL MOTORES PTA	27,01	30
CB4BJA12	CCM CASA BOMBAS AGUA CIRCULACION	23,08	30
CB4BJA14	CCM HVAC NAVE TURBINAS Y EDIF ELECTRICO	28,6	30
CB4BMB10	CUADRO DISTRIBUCION EMERGENCIA HVAC	28,47	30

Tabla 60: Corrientes de cortocircuito Hipótesis 1.

La corriente máxima que puede soportar un cable en cortocircuito depende del tiempo de respuesta de los dispositivos de protección. Para calcular la intensidad admisible hay que multiplicar la sección nominal del cable por la densidad de corriente dada en la tabla 60, según la norma UNE 21192/IEC 9497.

Tiempo (s)	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
A/mm²	452	320	261	202	143	117	101	90	83

Tabla 61: Norma UNE 21192/IEC 9497

Como lo que queremos obtener es la sección de los cables de la protección, y según el fabricante de los seccionadores nos indica que el tiempo de respuesta es 1s, procedemos a obtener las secciones de dichos conductores:

$$SeccionPE = \frac{Densidad\ de\ corriente\ (1s)}{I_{ccmax}} = mm^2$$

$$Densidad\ de\ corriente\ (1s) = 143\ A/mm^2$$

KKS	DENOMINACION	I_{ccmax}, 1s (kA)	Sección PE (mm²)	Sección PE (mm²) instalada
CB1BFA10	CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 1	30	209,79	240
CB1BFA20	CENTRO DE FUERZA 41 BARRA 2	30	209,79	240
CB2BFA10	CENTRO DE FUERZA 42 BARRA 1	30	209,79	240
CB2BFA20	CENTRO DE FUERZA 42 BARRA 2	30	209,79	240
CB4BFA10	CENTRO DE FUERZA 44 BARRA 1	30	209,79	240
CB4BFA20	CENTRO DE FUERZA 44 BARRA 2	30	209,79	240
CB4BMA10	CUADRO 10 DISTRIBUCION ESENCIALES	30	209,79	240
CB4BMA20	CUADRO 20 DISTRIBUCION ESENCIALES	30	209,79	240
CB1BJA10	CENTRO DE CONTROL DE MOTORES CALDERA 1	13	90,91	95
CB2BJA10	CENTRO DE CONTROL DE MOTORES CALDERA 2	30	209,79	240
CB3BJA10	CENTRO CONTROL MOTORES 10 TURBINA VAPOR	30	209,79	240

CB3BJA20	CENTRO CONTROL MOTORES 20 TURBINA VAPOR	30	209,79	240
CB4BJA10	CENTRO CONTROL MOTORES 10 BOP	30	209,79	240
CB4BJA20	CENTRO CONTROL MOTORES 20 BOP	30	209,79	240
CB4BJA11	CENTRO CONTROL MOTORES PTA	30	209,79	240
CB4BJA12	CCM CASA BOMBAS AGUA CIRCULACION	30	209,79	240
CB4BJA14	CCM HVAC NAVE TURBINAS Y EDIF ELECTRICO	30	209,79	240
CB4BMB10	CUADRO DISTRIBUCION EMERGENCIA HVAC	30	209,79	240

Tabla 62: Características de las protecciones.

5.2.8) Conclusión.

La conclusión que obtenemos obteniendo los cálculos de ambas hipótesis, es que tener en cuenta o no las impedancias tanto de los motores de MT como la de los generadores, no influye en el resultado final ya que la impedancia de estos elementos es muy insignificativa en comparación a la de las cargas de los transformadores de distribución con sus respectivas acometidas. Por lo tanto la selección final de las características tanto de los seccionadores como de los cables de puesta a tierra, será la misma para ambas hipótesis, instalando seccionadores de 30 kA prácticamente en todos los puntos menos en el centro de motores caldera 1 que se instalará un seccionador de 13 kA de poder de corte, y una sección de cable de 240 mm² y 95 mm² respectivamente.

6) Bibliografía

- **Memoria:**

- *Datos de la empresa:* Información impartida por el grupo IBERDROLA (IOMSA).
- *Objeto del proyecto:* Información impartida por el grupo IBERDROLA (IOMSA).
- *Alcance:*
 - ➔ Información impartida por el grupo IBERDROLA (IOMSA).
 - ➔ Descripción de ciclo combinado:
 - https://es.wikipedia.org/wiki/Central_t%C3%A9rmica_de_Castell%C3%B3n
 - <http://pelandintecno.blogspot.com/2012/11/centrales-de-ciclo-combinado.html>
- *Antecedentes:* Información impartida por el grupo IBERDROLA (IOMSA).
- *Documentación de partida:* Información impartida por el grupo IBERDROLA (IOMSA).

- **Pliego de condiciones:**

- *Objeto:* Información impartida por el grupo IBERDROLA (IOMSA).
- *Descripción del sistema:*
 - ➔ Información impartida por el grupo IBERDROLA (IOMSA).
 - ➔ Seccionadores: Documentación impartida por el fabricante SIEMENS.
- *Alcance de los trabajos de ingeniería:* Información impartida por el grupo IBERDROLA (IOMSA).
- *Alcance del suministro:*
 - ➔ Seccionadores: Suministro impartido por el fabricante SIEMENS.
 - ➔ Otros Materiales: Suministro impartido por el grupo IBERDROLA (IOMSA).
- *Aclaraciones y comentarios:* Información impartida por el grupo IBERDROLA (IOMSA).

- *Plazo de entrega:* Información impartida por el grupo IBERDROLA (IOMSA).
- *Forma de pago y garantía:* Información impartida por el grupo IBERDROLA (IOMSA).
- *Plazo de validez de la oferta:* Información impartida por el grupo IBERDROLA (IOMSA).

- **Medio Ambiente:**

- *Transformadores Auxiliares:* Información impartida por el grupo IBERDROLA (IOMSA).
- *Celdas de media tensión, tensión, interruptores, barras de 6,6 kV:* Información impartida por el grupo IBERDROLA (IOMSA).

- **Presupuesto:**

- *Elementos y materiales utilizados:* Información impartida por el grupo IBERDROLA (IOMSA).
- *Honorarios servicios de ingeniería:* Información impartida por el grupo IBERDROLA (IOMSA).
- *Dietas ingeniería:* Información impartida por el grupo IBERDROLA (IOMSA).

- **Planos:**

- *Planos:* Información impartida por el grupo IBERDROLA (IOMSA).

- **Anexos:**

- *Cálculos justificativos:*

➔ Información impartida por el grupo IBERDROLA (IOMSA).

- ➔ Métodos cálculos obtenidos de la asignatura EE1031 Sistemas eléctricos de potencia y centrales eléctricas:
 - Tema 8 Cálculo de corrientes de cortocircuito.
- ➔ Métodos cálculos obtenidos de la asignatura EE1027 Líneas i Instalaciones eléctricas de Alta Tensión.
- ➔ Métodos cálculos obtenidos de la asignatura EE1021 Instalaciones eléctricas de BT y MT.